

grudzień 2014

# Przegląd gazowniczy

nr 4 (44)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

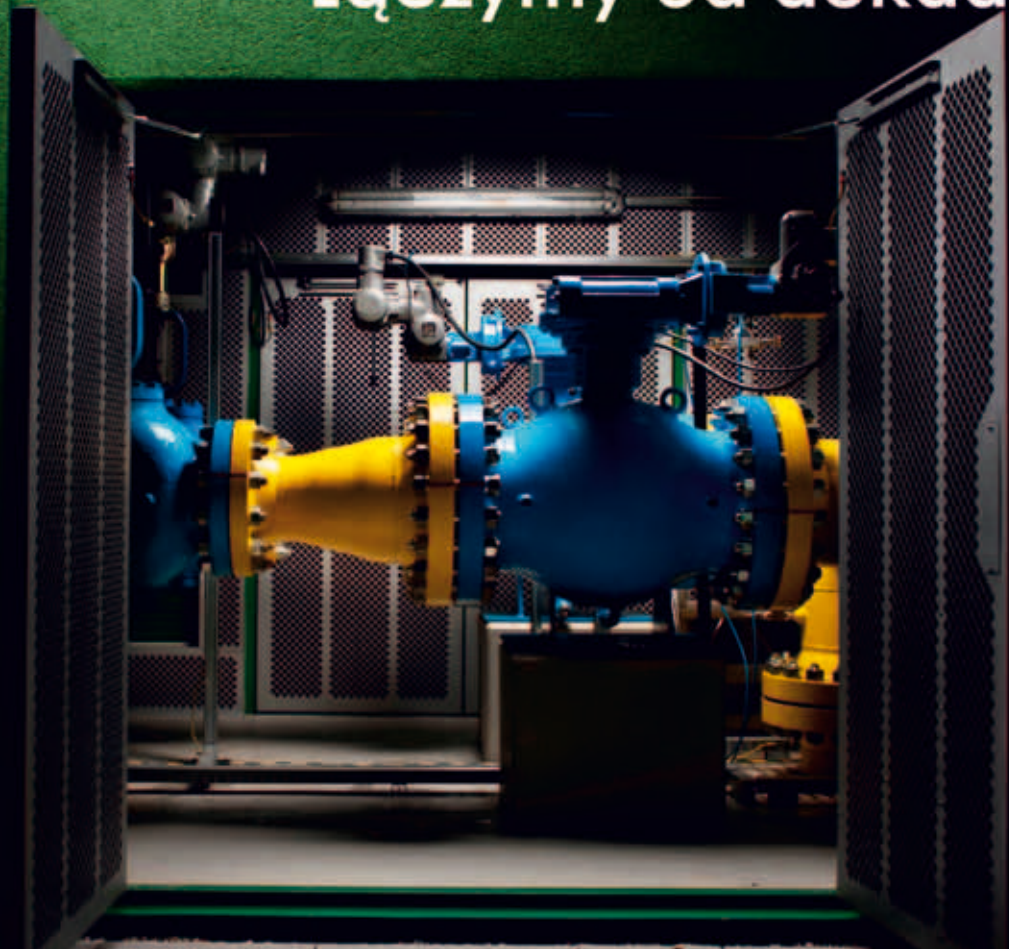


ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 177173 2 165717 6 04

Łączymy od dekady



Już od 10 lat GAZ-SYSTEM S.A. dba o rozwój sieci przesyłowej w Polsce. Realizowane przez nas inwestycje mają na celu zarówno zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, jak i stworzenie optymalnych warunków do rozwoju rynku gazu ziemnego.

SYSTEM, KTÓRY ŁĄCZY



# Jaka sól, taka ziemia

„Ale nie zapominajmy o Małych i Średnich Przedsiębiorstwach (to sól polskiej ziemi), które pomimo znaczącej i pozytywnej zmiany w prawie o zamówieniach publicznych w wielkim trudzie walczą o przeżycie, a chcą niewiele: **aby ich głos był wysłuchany**” – to dosłowny fragment mailowej wiadomości, która miała na celu wywołanie u mnie odrobiny optymizmu podczas próby podsumowania gazowniczego roku na łamach „Przeglądu Gazowniczego”. Niestety, efekt zamierzeń autora maila był jakby odwrotny...

Jaka sól, taka ziemia. To chyba oczywiste. A sól? W gronie małych i średnich przedsiębiorstw gazowniczego świata trudno raczej o optymizm. Ostatnie miesiące przyniosły wręcz spore spustoszenie. Kilka głośnych „upadków” – notabene niewidzianych dotychczas na taką skalę od czasu ustrojowych przemian lat 90, wiele problemów firm stojących na krawędzi biznesowego istnienia i tyle samo „ucieczek” z gazowniczego świata do innych branż. Nie czas i miejsce na konkretne nazwy i przykłady. Gazowniczy świat jest na tyle hermetyczny, że każdy czytający ten tekst bez problemu przypomni sobie przykłady, które zakwalifikuje do każdej z wymienionych grup. Dlaczego tak się dzieje? Bo na firmamencie władzy od wielu już lat brakuje strategii dla polskiego gazownictwa, którego trzonem jest na razie PGNiG, bo co wybory i co nowe rozdanie, to nowy, coraz bardziej nowatorski pomysł... a w zasadzie jego brak. Bo strzelamy sobie legislacyjne samobójce raz za razem i którzyś z nich zapewne przesądzi o końcowej porażce części sektora zawiadywanego z ministerialnych gabinetów. Oby nie było to już obliigo gazowe... Jakby na przekór tym, którzy w gazowniczym biznesie widzą tylko tabele arkusza kalkulacyjnego, dające się przełożyć na wpływy do krajowego budżetu, gospodarka coraz mocniej potrzebuje tej branży. Jak na ironię, zapotrzebowanie na gaz rośnie i pewnie będzie rosło do czasu, aż dorównamy europejskim normom jego zużycia w przeliczeniu na jednego mieszkańca. Gazu zapewne nam nie zabraknie. Oby PGNiG wręcz nie miał go w nadmiarze. Ale sam gaz to tylko początek. Trzeba go bezpiecznie dostarczyć klientowi, ale jak to zrobić, gdy coraz mniej doświadczonych techników, a coraz więcej biurkowych urzędników, wierzących w to, że samo wdrożenie nowej procedury zapewni bezpieczeństwo. Mam świadomość, że żyjemy w coraz bardziej sparagrafowanym świecie i kawałek papieru może okazać się kiedyś ważniejszy od wielkiej rury, ale mam też wrażenie, że momentami razem z tym światem zbliżamy się do granicy absurdu. Jak to zrobić, gdy kryterium 100% ceny podczas przetargów zmusza wykonawców i dostawców do balansowania na granicy technicznej uczciwości. Jak to zrobić, gdy aukcje przetargowe wciągają firmy w grę na pograniczu hazardu, a jak zazwyczaj kończy się hazard – nikogo nie trzeba przekonywać... To pytania na najbliższy czas. Do wszystkich. Od tych w ministerialnych gabinetach, po tych w samochodach gazowego pogotowia... Bezpiecznego Nowego Roku dla nas wszystkich...



**Cezary Mróz**  
członek zarządu IGG

wiceprzewodniczący Rady Programowej „Przeglądu Gazowniczego”

Aby święta Bożego Narodzenia były bliskością i spokojem,  
a Nowy Rok – dobrym czasem

życzą

naszym Czytelnikom i Współpracownikom  
Izba Gospodarcza Gazownictwa,  
Rada Programowa  
i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

## Rada Programowa

przewodniczący  
**Mieczysław Menżyński**,  
– wiceprezes PZITS

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

członkowie:

**Małgorzata Ciemnołowska**  
PGNiG SA

**Maja Girycka**  
Polska Spółka Gazownictwa  
Oddział w Zabrze

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

**Andrzej Schoeneich**  
Izba Gospodarcza Gazownictwa

**Katarzyna Wróblewicz**  
Polska Spółka Gazownictwa  
Centrala Spółki

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

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

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

**Projekt graficzny:**  
Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Nakład 2000 egz.

## Spis treści

### TEMAT WYDANIA

- 8 **Europejskie aspekty PEP 2050.** Dr inż. Andrzej Sikora krytycznie o polskiej polityce energetycznej
- 10 **Nie liczymy na duży gaz z Ameryki.** Jan Cipiur rozwiewa nadzieje na tani gaz z amerykańskich łupków
- 14 **Ukraina – potencjał kryzysu i współpracy.** Andrzej Szczęśniak analizuje rynek gazu EU–Rosja–Ukraina
- 17 **Ocena i prognoza sytuacji dla rynku gazu w Polsce.** Dr Robert Zajdler ocenia trendy na światowym rynku i ich wpływ na Polskę
- 20 **Wspólne zakupy gazu – uwarunkowania i rozwiązania.** Tomasz Chmal i Mateusz Zawistowski o szansach na unię energetyczną
- 23 **Co by było, gdyby...** Ernest Wyciszkievicz analizuje scenariusze zagrożenia wstrzymaniem dostaw gazu z Rosji



26

### NASZ WYWIAD

- 26 **Dyplomacja wzmacnia wspólny rynek energii.** Z Katarzyną Kacperczyk, podsekretarzem stanu w Ministerstwie Spraw Zagranicznych, rozmawia Adam Cymer

### PUBLICYSTYKA

- 28 **Udział gazu w Energy Mix.** Zespół prof. Władysława Mielczarskiego przedstawia prognozę technologii używanych do produkcji energii
- 42 **Obligo to za mało do rozwoju rynku gazu.** Iweta Opolska pisze o strategii PKN Orlen na liberalnym rynku gazu
- 48 **Sąd skazał Kraków na smog.** Wojewódzki Sąd Administracyjny zablokował krakowski program antysmogowy



32

### REPORTAŻ

- 32 **Barbórka 2014**
- 34 **PGNiG SA**
- 36–39 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**

### GAZ–SYSTEM S.A.

- 40 **Platforma GAZ–SYSTEM Aukcje.** Sara Piskor prezentuje międzyoperatorską platformę aukcji przepustowości

### TECHNOLOGIE

- 44 **Energia z OZE magazynowana w sieciach gazowych.** Zespół Roberta Aszkiefowicza przedstawia nowatorską koncepcję „Power to Gas”



### G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.

- 46 **Staramy się być przedsiębiorstwem odpowiedzialnym społecznie**

52

### OSOBOWOŚĆ

- 50 **Pragmatyk.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Wojciecha Kowalskiego

### ANALIZA

- 52 **Sektor gazowniczy w Rosji.** Aleksander Wasilewski, radca w MSZ, kontynuuje cykl publikacji nt. rynków gazu w Rosji i w krajach byłego Związku Radzieckiego
- 58 **EuRoPol GAZ s.a.**

Projekt okładki: Jerzy Matuszewski, PROFIKA Studio Graficzne

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Ostatni kwartał 2014 r. był dla Izby Gospodarczej Gazownictwa pracowity.

W odpowiedzi na pismo Ministerstwa Skarbu Państwa, IGG przekazała 22 października br. uwagi do **projektu ustawy z 17 września 2014 r. w sprawie szczególnych zasad przygotowywania i realizacji inwestycji w zakresie poszukiwania, rozpoznawania, wydobywania i transportowania węgłowodorów**. Branża gazownicza z uznaniem oceniła ten projekt, służący realizacji kluczowego interesu publicznego, uwzględniającego bezpieczeństwo energetyczne państwa (uwagi szczegółowe na stronach [www.igg.pl](http://www.igg.pl) w zakładce „aktualności”).

Na stronach internetowych IGG znajdują Państwo również przygotowany przez Kancelarię Prawną WKB na zlecenie Izby Gospodarczej Gazownictwa **„Raport z realizacji postulatów Izby Gospodarczej Gazownictwa, zgłaszanych w toku prac legislacyjnych nad nowelizacją ustawy «Prawo zamówień publicznych»” (druk sejmowy nr 1653)**. Zawiera on informacje z przebiegu procesu legislacyjnego w zakresie nowelizacji prawa zamówień publicznych, w ramach którego eksperci Kancelarii Wierciński Kwieciński, Baehr Sp. k. reprezentowali Izbę Gospodarczą Gazownictwa, uczestnicząc w posiedzeniach sejmowej komisji nadzwyczajnej ds. rozpatrzenia poselskiego projektu. Projekt został ostatecznie przyjęty przez Sejm 25 lipca br., prezydent podpisał nowelizację 17 września i zaczęła ona obowiązywać 19 października br. Trwają przygotowania do kolejnej (głębszej) nowelizacji tego prawa, która ma poprawić relacje pomiędzy zlecniodawcami a wykonawcami.

3 października br. Izba Gospodarcza Gazownictwa podpisała z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i Izbą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii **„Porozumienie o współpracy w zakresie wsparcia dla kogeneracji”**.

Porozumienie ma na celu wypracowanie i wdrożenie modelu wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu dla istniejących i projektowanych instalacji kogeneracyjnych po 2018 roku. W związku z tym, iż w poprzednich latach działania zarówno ICG, jak i innych zainteresowanych stowarzyszeń i izb gospodarczych nie były skuteczne, za szczególnie istotne uznaliśmy zbudowanie szerokiej koalicji interesariuszy dla konkretnych propozycji legislacyjnych. Wymienione izby podjęły już prace, powołując Komitet Sterujący (przedstawiciele izb) i Zespół Projektowy (przedstawiciele członków wspierających izby, np. PKN Orlen S.A., Grupa Azoty S.A., KGHM Polska Miedź S.A., PGNiG Termika S.A., EDF, DALKIA Polska S.A., PGE SA, CEZ Polska Sp. z o.o., PGNiG SA, GAZ-SYSTEM S.A.,

PSG Sp. z o.o.). Założono opracowanie „Strategii rozwoju kogeneracji”, „Aukcyjnego mechanizmu wsparcia kogeneracji” oraz nowelizację prawa energetycznego i przepisów wykonawczych. Efekty podjętych wspólnie przez firmy branży gazowniczej działań będą miały zasadnicze znaczenie dla rozwoju kogeneracji zarówno obecnie, jak i po 2018 r., kiedy formalnie wygasa obecny system wsparcia. Nowy system wsparcia ma stanowić istotny impuls dla podejmowania decyzji inwestycyjnych jeszcze w okresie obowiązywania obecnych uregulowań. Wierzymy, iż wspólne zaangażowanie kluczowych firm branży gazowniczej, tj. PGNiG SA, PSG Sp. z o.o., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i GAZ-SYSTEM S.A., w prace nad nowym systemem wsparcia dla kogeneracji umożliwi skuteczną i efektywną promocję interesów całej branży sektora gazowniczego.

W październiku 2014 r. w Ministerstwie Gospodarki (Departament Bezpieczeństwa Gospodarczego) odbyły się konferencje dotyczące uzgodnienia projektu **rozporządzenia MG, zmieniającego rozporządzenie w sprawie wysokości opłat za czynności jednostek dozoru technicznego**. Nowelizacja wymuszona została wyrokiem Trybunału Konstytucyjnego z 27 maja 2014 r., uchylającym zasady naliczania opłat za czynności UDT. W konferencjach wzięło udział szerokie grono przedstawicieli instytucji rządowych, w tym: UDT, TDT i Wojskowego Urzędu Dozoru Technicznego. W wyniku zdecydowanie negatywnego stanowiska wszystkich zainteresowanych podmiotów, przede wszystkim izb gospodarczych i przedsiębiorstw strategicznych, takich jak PGNiG SA czy ORLEN SA, wobec nieprzygotowania pełnych analiz uzasadniających wprowadzenie nowych regulacji (opłat), zdecydowano, iż zainteresowane branże odbędą szczegółowe konsultacje w przedmiotowej sprawie z przedstawicielami UDT. Robocze spotkania objęły następujące kwestie: wyliczeń (porównań) dotychczasowych kosztów opłat za czynności UDT względem opłat ujętych w tabelach do nowego rozporządzenia, w tym wskazujące, że opłaty te wzrastają w skrajnych przypadkach nawet o kilkaset procent. Omawiano także wadliwe – zdaniem gazownictwa – opisy czynności jednostek dozoru technicznego, za które ustalono konkretne wysokości opłat, w zależności od rodzaju tych czynności czy liczby miejsc nadzorowanych, jak również długości (w kilometrach) poszczególnych rodzajów gazociągów. Zgodzono się, że niezbędna jest kompleksowa nowelizacja ustawy o UDT i dostosowanie jej do przepisów UE, ale z równoczesnym przygotowaniem projektów przepisów wykonawczych (jak np. niewydanych od 14 lat warunków technicznych dozoru technicznego dla gazociągów przesyłowych), a także wraz z nowelizacją



Agnieszka Rudzka

rozporządzenia RM z 7.12.2012 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu. Postulowane przez branżę gazowniczą uwagi nie zostały uwzględnione, choć były zgodne z przesłanką wyroku Trybunału Konstytucyjnego o utrzymaniu obciążeń finansowych ponoszonych przez przedsiębiorców na rzecz UDT na zbliżonym poziomie. Uzgodniono z MG i UDT, że w I kwartale 2015 r. wspólnie z zainteresowanymi branżami zostanie dokonana ocena skutków finansowych dla przedsiębiorstw, zgodnie z nowymi tabelami opłat oraz nowymi definicjami czynności. Znowelizowane **rozporządzenie ministra gospodarki, z 27 listopada 2014 r., zmieniające rozporządzenie w sprawie wysokości opłat za czynności jednostek dozoru technicznego**, obowiązuje od 1 grudnia 2014 r.

5 grudnia br. Izba Gospodarcza Gazownictwa przekazała do Ministerstwa Gospodarki w ramach prac działającego przy MG Zespołu Doradczego ds. Rozwiązań Systemowych w Energetyce syntetyczne uwagi do projektu **„Polityki energetycznej Polski 2050”** oraz projektu **„Programu działań wykonawczych”** m.in. w następujących obszarach: gaz konwencjonalny, gaz niekonwencjonalny, kogeneracja, system gazowy, połączenia międzysystemowe, paliwa alternatywne, konsument, rynek gazu, nowe technologie w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego.

Realizując uchwałę IV Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego z 25 kwietnia 2014 r. Zarząd IGG 30 września 2014 r. powołał przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa Zespół ds. **Analiz Rynku Gazu**. W skład zespołu wchodzi przedstawiciele Agencji Rynku Energii SA, Towarowej Giełdy Energii SA, Politechniki Warszawskiej, Politechniki Łódzkiej, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych, PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., GAZ-SYSTEM S.A., Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o. oraz Ernst & Young. Przewodniczącym zespołu

dokończenie na str. 62



● **9 grudnia br. PGNiG i Qatargas osiągnęły porozumienie, na mocy którego dostawy LNG do Świnoujścia zostaną uruchomione zgodnie z potrzebami naszego kraju – zapewnił minister skarbu Włodzimierz Karpiński.** PGNiG poinformowało we wtorek w komunikacie, że na mocy porozumienia Qatargas ulokuje gaz LNG przewidziany do dostarczenia PGNiG w 2015 r. (ok. 1,5 mld m<sup>3</sup>) na innych rynkach, wykorzystując swoją pozycję jako jednego z wiodących producentów i dostawców LNG na świecie. Jednocześnie na mocy porozumienia strony będą miały możliwość określenia zasad, na jakich PGNiG i Qatargas uzgodnią dostawy LNG w 2015 do terminalu w Świnoujściu w zależności od potrzeb energetycznych Polski. PGNiG pokryje Qatargas ewentualną różnicę pomiędzy ceną LNG określoną w umowie długoterminowej a jego ceną rynkową, uzyskaną przez Qatargas. Jeśli cena ta miałaby być niższa niż satysfakcjonująca PGNiG, wówczas odbiór niesprzedanego LNG będzie przesunięty na kolejne lata wykonywania umowy długoterminowej.

● **9 grudnia br.** PGNiG odkryło w rejonie Poznania na odwiercie Pniemy-4 (koncesja Wronki) złożę gazu ziemnego niekonwencjonalnego typu *tight gas*. Jest to jedno z pierwszych odkryć złóż niekonwencjonalnych tego typu w zachodniej Polsce. Według wstępnych szacunków, zasoby gazu ziemnego szacuje się na 1–1,5 mld m<sup>3</sup>. Obecnie spółka przystępuje do testu produkcyjnego w celu określenia parametrów złożowych. Uzyskane wyniki pozwolą na podjęcie kolejnych decyzji odnośnie do dalszych prac związanych z zagospodarowaniem obiektu Pniemy. Weryfikacja danych geologicznych, dokładniejsze oszacowanie zasobów i przystąpienie do projektowania dalszych prac potrwa kilka miesięcy. Otwór Pniemy-4 został wykonany w okresie kwiecień–czerwiec 2013 r. Jego celem było potwierdzenie akumulacji gazu ziemnego w badanej strukturze. Po oprobowaniu utworów czerwonego spągowca potwierdzono nasycenie obiektu gazem typu *tight gas*. W celu uzyskania przemysłowego przepływu gazu pod koniec listopada 2014 wykonano hydrauliczny zabieg szczelinowania.

● **9 grudnia br.** Podczas konferencji klimatycznej ONZ w Limie została opublikowana dziesiąta odsłona globalnego indeksu ochrony klimatu, *Global Climate Risk Index 2014*, opracowanego przez *Germanwatch* oraz *Climate Action Network (CAN) Europe*. Indyjskie działania na rzecz ochrony klimatu zostały uznane za lepsze od niektórych europejskich, w tym w Austrii, Holandii i Polsce. Indie uplasowały się na 31. z 58 miejsc w indeksie ochrony. Te 58 państw odpowiada za ponad 90 proc. emisji CO<sub>2</sub> związanych z energią. Znajdują się więc wyżej niż Finlandia (32. miejsce), Łotwa (33.), Chorwacja (34.), Grecja (35.), Austria (36.), Polska (40.), Bułgaria (41.), Holandia (42.) i Estonia (46.).

Okolo 300 ekspertów z całego świata przyczyniło się do powstania indeksu. Brane są w nim pod uwagę poziomy emisji CO<sub>2</sub> w poszczególnych krajach oraz efektywność polityki energetycznej i klimatycznej. Spośród państw członkowskich najniżej uplasowała się Estonia (46.). Znajduje się ona poniżej Chin (45.) i Stanów Zjednoczonych (44.). Dania (4.), Szwecja (5.), Wlk. Brytania (6.) to państwa, które w indeksie wypadły najlepiej (pierwszych trzech miejsc nie przyznano). Wszystkie trzy kraje znacznie zmniejszyły emisję dwutlenku węgla, np. Szwecja w ostatnich pięciu latach – o 70 proc. Francja, podobnie jak w zeszłym roku, zajęła miejsce 12., a Niemcy – 22. Niemcy są również jednym z naj-

większych emitentów dwutlenku węgla spośród państw ujętych w rankingu. W ostatnim miesiącu Chiny i USA ogłosiły przełomowy plan redukcji gazów cieplarnianych na podstawie pakietu klimatyczno-energetycznego na rok 2030. Daje to nadzieję na globalne porozumienie na konferencji klimatycznej COP21 w Paryżu w 2015 r. Kanada (58.) i Australia (60.) zajęły dwa najniższe miejsca w rankingu spośród krajów rozwiniętych (ostatnia, 61., jest Arabia Saudyjska). Wypadły więc gorzej niż Rosja (56.) i Iran (57.). Zgodnie z raportem, nowy, konserwatywny rząd Australii wycofuje się z polityki klimatycznej. Kanada natomiast poczyniła „znikomy lub żaden” postęp w tej polityce.

● **7 listopada br.** W trzech kwartałach 2014 roku GK PGNiG zanotowała 3-procentowy wzrost zysku netto, do 2,14 mld zł w porównaniu z 2,08 mld zł w analogicznym okresie ub.r. To długofalowy efekt inwestycji w wydobycie. Przychody GK PGNiG w trzech kwartałach 2014 roku były na podobnym poziomie do analogicznego okresu ub.r. i wyniosły 22,8 mld zł. Wpływ na ten poziom miały m.in.: wzrost sprzedaży ropy naftowej, zmniejszenie przychodów ze sprzedaży gazu o 820 mln zł w wyniku łagodnej zimy oraz wzrost obrotu energią elektryczną, z którego przychody wzrosły w omawianym okresie o 71%, do 1,2 mld zł.

● **31 października br.** W wyniku decyzji członków Międzynarodowej Organizacji Morskiej od 1 stycznia 2015 r. statki pływające w regionie Morza Bałtyckiego będą mogły wykorzystywać paliwo o zawartości siarki na poziomie do 0,1%. Portal [www.lng.edu.pl](http://www.lng.edu.pl) podkreśla, że dla terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu jest to szansa na zostanie liderem regionalnym w zakresie dostarczania paliw alternatywnych.

● **27 października br.** Należąca do PGNiG SA spółka PGNiG Upstream International AS kupiła od firmy Total E&P Norge AS udziały w czterech złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie z raportem niezależnego audytora, rezerwy wydobywalne złóż ropy (72%) i gazu (28%), przypadające na przejęte przez PUI udziały kształtują się na pozio-

#### Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w IV kwartale 2014 r. przystąpiły:

1. **EcoErgia Sp. z o.o.** z siedzibą w Krakowie przy ul. Zabłocie 23. Firma zatrudnia 5 osób i zajmuje się obrotem energią elektryczną i paliwami gazowymi ([www.ecoergia.com](http://www.ecoergia.com))
2. **Hermes Energy Group Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Pięknej 24/26a lok. 16. Firma zatrudnia 7 osób, prowadzi obrót paliwem gazowym oraz sprzedaż paliwa gazowego klientom końcowym ([www.hermesenergygroup.com](http://www.hermesenergygroup.com))
3. **Tomasz Jan Zadroga Doradztwo i Zarządzanie** z siedzibą w Warszawie przy ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 45/94. Firma świadczy usługi doradztwa w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania.

mie 33 mln boe, tj. baryłek ekwiwalentu ropy. Oznacza to wzrost obecnych zasobów PGNiG w Norwegii o około 60%. Cena zakupu wyniosła 1950 mln NOK (tj. 996 mln PLN według średniego kursu ustalonego dla NOK przez NBP na 29 września 2014 roku)

● **23 października br.** Ambasador Katarzyna Pełczyńska-Nałęcz spotkała się z Aleksiejem Millerem, prezesem Gazpromu. Tematem rozmowy była bilateralna współpraca gazowa oraz aktualny stan trójstronnych rosyjsko-ukraińsko-unijnych negocjacji gazowych.

● **21 października br.** Polskie LNG S.A., inwestor terminalu LNG w Świnoujściu oraz PGNiG SA podpisały list intencyjny, w którym deklarują podjęcie wspólnych działań w zakresie rozbudowy i rozwoju dodatkowych usług terminalu LNG w Świnoujściu. Celem listu jest stworzenie podstawy do dalszych rozmów i negocjacji mających na celu ustalenie zasad współpracy w zakresie m.in. rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu o trzeci zbiornik oraz wzbogacenie terminalu o dodatkowe usługi przeladunku LNG do mniejszych jednostek oraz bunkrowania statków paliwem LNG.

#### ODESZLI

##### **21 października br. zmarł nagle Jarosław Bałasz,**

Dyrektor Górniczy, magister inżynier wiertnictwa naftowego, znany i ceniony menedżer branży poszukiwań węglowodorów, związany przez większość swojego życia zawodowego z PGNiG. W latach 1992–2008 zarządzał, jako dyrektor, a od 1998 r. jako prezes zarządu zakładem, a następnie przedsiębiorstwem Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. Przez ostatnie 6 lat był doradcą wiceprezesa zarządu PGNiG SA ds. geologii i eksploatacji.

Doprowadził krakowską „Naftę” do uzyskania wszystkich światowych certyfikatów, umożliwiających wykonywanie usług na różnych kontynentach, świadczącą usługi dla renomowanych koncernów światowych, podejmującą się bardzo skomplikowanych prac.

\* \* \*

**1 grudnia br. zmarł Wojciech Lubiewa-Wieleżyński,** wieloletni prezes zarządu Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego.

## Z prac Komitetu Standardu Technicznego IGG.

W IV kwartale br. ustanowiono i przekazano do druku:

- opracowany przez Zespół Roboczy nr 26 pod kierownictwem Tadeusza Podziemskiego Standard Techniczny oznaczony: **ST-IGG-2601:2014, Prace gazoniebezpieczne. Sieci dystrybucyjne. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania,**
- opracowany przez Zespół Roboczy nr 7 pod kierownictwem dr Anny Huszał Standard Techniczny oznaczony **ST-IGG-0704:2014, Nawanianie paliw gazowych. Kontrola nawaniania paliw gazowych metodami odorometrycznymi,**
- opracowany przez Zespół Roboczy nr 1 pod kierownictwem Mateusza Turkowskiego Standard Techniczny oznaczony **ST-IGG-0101:2014; Wytyczne wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu pr > 4 bar.**

Na XXXI plenarne posiedzenie KST 18 grudnia br. skierowano wnioski :

- Andrzeja Barczyńskiego, kierownika ZR nr 19, w sprawie zatwierdzenia opracowanego przez ZR nr 19 projektu Standardu Technicznego **ST-IGG-1901:2014 „Kontrola połączeń zgrzewanych doczołowo przy budowie gazociągów z polietylenu. Wymagania i zalecenia”**
- Roberta Kwiatkowskiego, kierownika ZR nr 2, w sprawie zatwierdzenia opracowanego przez ZR nr 2 projektu Standardu Technicznego **ST-IGG-0204:2014 „Urządzenia elektroniczne – wymagania i sprawdzenia”**
- Macieja Bućko, kierownika ZR nr 29, w sprawie zatwierdzenia opracowanego przez ZR nr 29 projektu Standardu Technicznego **ST-IGG-2901:2014 „Zastosowanie beziarkowego środka nawaniającego w sieciach gazowych”**
- Jerzego Michalczyka, kierownika ZR nr 12, w sprawie zatwierdzenia, po przeprowadzonej weryfikacji, opracowanych przez ZR nr 12 projektów standardów technicznych:
- **ST-IGG-1201:2014 „Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym sieci gazowej”**
- **ST-IGG-1202:2014 „Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym instalacji gazowej. Kontrolna próba szczelności”**
- Roberta Kwiatkowskiego, kierownika ZR nr 2, w sprawie zatwierdzenia opracowanego przez ZR nr 2 projektu Standardu Technicznego **ST-IGG-0201:2014 „Protokół transmisji SMS”.**

Zatwierdzone przez KST standardy techniczne zostały przesłane do ustanowienia przez Zarząd IGG.

Do weryfikacji, po upływie trzech lat od ustanowienia i ukazania się drukiem, przekazano:

- **ST-IGG-1501:2011; Filtry do stosowania na sieciach gazowych**
- **ST-IGG-1101:2011; Połączenia PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stałowymi elementami do włączeń oraz elementami do przyłączeń**
- **ST-IGG-0503:2011; Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacji redukcji i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi**

Do ankiety w IV kw. 2014 przekazano:

- **ST-IGG-2101:2014;** Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z PE do 0,5 MPa. Wymagania i zalecenia
- **ST-IGG-2102:2014;** Wytyczne techniczne projektowania, wykonania i odbioru gazociągów z tworzyw sztucznych o maksymalnym ciśnieniu roboczym od 0,5 MPa do 1,6 MPa
- **ST-IGG-2103:2014;** Gazociągi dystrybucyjne. Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenu metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia
- **ST-IGG-0401:2014,** Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczenie
- **ST-IGG-2501:2014,** Okresowe kontrole instalacji gazowych. Zakres i metodyka prowadzenia kontroli

Standardy techniczne są do nabycia w wersji papierowej i elektronicznej.

# Europejskie aspekty PEP 2050

Andrzej Sikora

Po 25 latach niepodległości mam prawo oczekiwać od mojego rządu więcej niż dotychczas. To musi być koniec „bylejałości”, nie chcę już słyszeć „jakoś to będzie”, a kolejny „sukces negocjacyjny” w Brukseli ma być przekładany na wzrost zamożności i strumień inwestycji. Potrzebne są strategiczne, zasadnicze zmiany w planowaniu gospodarczego i społecznego rozwoju Rzeczypospolitej.

Kryzys światowy silnie odbił się na gospodarce UE. Trzeba skonstatować, że pokryzysowej, opartej na węglowodarach z łupków i taniej energii, reindustrializacji Stanów Zjednoczonych towarzyszy poczucie statecznego uspokojenia (tak znanego z obserwacji emerytów, obywateli bogatych państw UE), wszechobecnego „konsensusu” (słowa klucza nowej demokracji UE) i politycznych ambicji brukselskich (demokratycznie wybranych) urzędników, piastujących eksponowane stanowiska i podejmujących w naszym imieniu wyzwania, bardzo ambitne zobowiązania, których przełożenie na grunt RP może być wykonalne jedynie wspólnym, uzgodnionym, opartym na twardych wyliczeniach i właściwie zaprogramowanych modelach, ale – podkreślam – olbrzymim wysiłkiem.

Polskę na to stać, Polska może, powinna być kołem zamachowym UE – popatrzcie, proszę, na naszą emigrację w Anglii, ale nie tylko tam. Młodzi Polacy radzą sobie poza Polską znakomicie. Polska, aspirując do G-20, powinna być liderem pokryzysowej przemiany gospodarczej UE. Rozumiem, że wybrana została już ścieżka, wytyczone kierunki dla naszego rozwoju gospodarczego, a co za tym idzie – zdefiniowane zostały nowe, odmienne od zapisanych założenia dla „Polityki energetycznej RP do roku 2050”. Premier Ewa Kopacz, podsumowując na gorąco unijny szczyt klimatyczny w Brukseli, powiedziała: – wracamy z tarczą, dostaliśmy 100 procent tego, z czym jechaliśmy. (...) Dzięki sukcesowi negocjacyjnemu Polski możliwa będzie realizacja obietnic, czyli porozumienie co do 40% (w stosunku do 1990 r.) redukcji emisji CO<sub>2</sub> do 2030 roku. Premier Ewa Kopacz kilka razy podkreśliła, że cena energii elektrycznej musi być na tyle niska, by była satysfakcjonująca dla klientów. Wyjaśniła, że darmowe emisje dwutlenku węgla, z których teraz korzysta Polska, miały zniknąć do 2019 roku, ale na drodze negocjacji okres ten został wydłużony do 2030 roku. Zachowanie 40% darmowych emisji było jednym z celów polskiego rządu. Co tak naprawdę uzgodniono oprócz samodzielnej w skali świata redukcji emisji? Ostateczne porozumienie przewiduje, że udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w UE wyniesie co najmniej 27% w 2030 r. Cel ten będzie wiążący na poziomie całej Unii Europejskiej, ale nie dla poszczególnych państw członkowskich. Obecnie ten udział to ok. 14%. Unia ustaliła też, że zwiększy efektywność energetyczną o co najmniej 27%. Cel ten będzie niewiążący. To mniej niż proponowała na początku roku Komisja Europejska, która chciała zobowiązać do zwiększenia efektywności ener-

getycznej o 30 proc. Dlatego UE zamierza ponownie przyrzeć się uzgodnionym zapisom w tej sprawie w 2020 r. i będzie mogła podwyższyć ten cel do poziomu proponowanego przez KE.

W sierpniu 2014 roku na stronach internetowych Ministerstwa Gospodarki pojawił się „Projekt polityki energetycznej do 2050 roku”. Konsultacje ogłoszone podczas wakacji, i to na „znaczący” okres dwóch tygodni, dotyczyły przygotowanych „wstępnie” (znowu słowo klucz) projektów dokumentu zasadniczego, części prognostycznej oraz oceny realizacji dotychczasowej polityki energetycznej państwa. W mojej ocenie, obecnie te dokumenty mają się nijak do ogłoszonego sukcesu negocjacyjnego.

Od dnia powrotu do Polski ekipy negocjacyjnej musimy (zakładając, że polska gospodarka dążyć będzie do stanu gospodarki Niemiec):

- przygotować i wdrożyć plan do restrukturyzacji polskiego górnictwa węglowego – polski węgiel brunatny i energetyczny kamienny musi być minimum o 20–30% tańszy od importowanego, chyba że popierać będziemy import węgla energetycznego do Polski i zanik wydobycia węgla brunatnego,
- zaplanować szybkie zmiany jednostek wytwórczych – nowe bloki węglowe o podwyższonej sprawności i znacznie zredukowanej emisyjności oraz rozwój energetyki gazowej dla stabilizacji OZE,
- wybudować kolejne – dodatkowe 4–5 GW z OZE – i w Polsce musi to być wiatr – także na *offshore*.
- przygotować infrastrukturę przesyłową energii elektrycznej i gazu do znaczących zmian/wahań produkcji energii vs. zapotrzebowanie, bo 25–27% energii z odnawialnych źródeł energii musi mieć odpowiednie *back-up*,
- zintensyfikować wydobycie gazu ziemnego ze źródeł krajowych (nie ma znaczenia – konwencjonalnych czy niekonwencjonalnych – gaz ziemny w ilości dodatkowo ok. 9–10 mld m<sup>3</sup> rocznie będzie dla nas niezbędny),
- zapewnić sobie (polskiej gospodarce) dostęp do źródeł wydobycia węglowodorów poza granicami Polski (dywersyfikacja dostaw i mityzacja ryzyka związanego z dostawą węglowodorowych surowców energetycznych).

Jako członek Zespołu Doradczego ds. Rozwiązań Systemowych w Sektorze Energetyki, powołanego przez wicepremiera Janusza Piechocińskiego, czuję się w dużej mierze ofiarą zręcznie przeprowadzonej manipulacji (tu słowo manipulacja nie jest użyte w sensie pejoratywnym – to także szacunek dla



władzy, która mnie – nie będę pisał w imieniu innych ponad 50 powołanych „ekspertów” – i mój autorytet potraktowała w sposób instrumentalny). Byłem przekonany o innym pomysle rządu RP na politykę energetyczną, a tu takie znaczące przyspieszenie i znaczące zmiany systemowe.

Zadaniem, które miał wykonać zespół, było przygotowanie wkładu do „Oceny realizacji polityki energetycznej Polski do 2030 r.”, która – zgodnie z art. 15 ust. 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” (Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.) – stanowić będzie integralną część nowej polityki energetycznej państwa, oraz przygotowanie scenariuszy dla nowej polityki energetycznej. Dokument powstał i – w mojej opinii – pod względem poziomu merytorycznego jest gorszy niż wiele dokumentów tego typu, tworzonych w wielu innych krajach. Na pewno nie ma w nim scenariusza opisywanego sukcesem negocjacyjnym Polski na szczycie energetyczno-klimatycznym w Brukseli.

Nie aspiruję w tym artykule do przeprowadzenia całościowej oceny tego materiału, ale chcę wskazać kilka znaczących punktów, mających wpływ na stabilność gospodarczą RP i kolejne sukcesy negocjacyjne w obszarze szeroko pojętej energetyki.

Nie ulega wątpliwości, iż Polska – jako członek UE – jest zobowiązana do podejmowania działań służących liberalizacji rynku gazu ziemnego, co oznacza m.in. konieczność uwzględnienia także wymagań III pakietu liberalizacyjnego w postanowieniach ustawy „Prawo energetyczne” oraz w przepisach wykonawczych. W kontekście obowiązków nakładanych na państwa członkowskie UE, w tym także Polskę, przez III pakiet liberalizacyjny, warto zwrócić uwagę na fakt, iż Ministerstwo Gospodarki, w porozumieniu z Urzędem Regulacji Energetyki, już w 2011 roku rozpoczęło prace nad nowym aktem prawnym. Ich celem było stworzenie odrębnej regulacji tzw. prawa gazowego i wyodrębnienie go z dotychczas obowiązującego prawa energetycznego. Nowe prawo gazowe miało obejmować wszystkie obszary związane z gazem ziemnym oraz innymi paliwami gazowymi i ułatwić kompleksową implementację zapisów III pakietu liberalizacyjnego. Dziś, w końcu 2014 roku, mamy obowiązujące kontrakty długoterminowe, kolejne aktualizacje prawa energetycznego i wpisane do niego oblige gazowe, które destabilizuje i programowo (ustawowo) niszczy państwową spółkę PGNiG. Wprowadzoną ustawą Sejmu wymuszoną liberalizację cechuje przede wszystkim duże tempo wprowadzania zmian. Skutki takiego scenariusza dla PGNiG są bardzo dotkliwe. Uwolnienie mocy przesyłowych na Jamale i granicy czeskiej i niemieckiej powoduje napływ stosunkowo dużej ilości gazu ziemnego, oferowanego w pierwszej fazie w atrakcyjnych cenach, poniżej taryfy PGNiG. Nowa podaż, którą szacujemy obecnie nawet na około 1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego/rok, tylko w małej części zostanie skierowana na zaspokojenie nowego popytu ze strony dużych, kontrolowanych przez państwo odbiorców, np. zakładów azotowych. Popyt ze strony elektroenergetyki, który mógłby w całości skonsurować tę podaż, może efektywnie zaistnieć najwcześniej za 2–3 lata, po wybudowaniu nowych (koniecznych ze względu na politykę OZE) bloków gazowych. Utrata przez PGNiG 4–4,5 mld m<sup>3</sup> rocznego wolumenu sprzedaży na rynku to nie tylko strata prawie 30% udziałów w rynku. To także około 3 mld m<sup>3</sup>, za które PGNiG musi zapłacić w ramach kontraktu *take-or-pay*

i których nie będzie w stanie ulokować na rynku krajowym ani wyeksportować za granicę. No i jeszcze w 2015 roku trzeba odebrać (albo zapłacić) najdroższy produkt dywersyfikacji LNG. Gwałtowna destrukcja pozycji rynkowej PGNiG i straty finansowe wywołane tym procesem mogą potężnie zachwiać stabilnością finansową koncernu i zmusić go do podjęcia kroków, które nieodwracalnie zmarginalizują znaczenie PGNiG w skali rynku środkowoeuropejskiego, takich jak sprzedaż części aktywów upstreamowych, instalacji magazynowych czy części spółki dystrybucyjnej razem z klientami. „Zajęcie” znacznej części rynku przez firmy mające siedziby na terenie UE, a powiązane z Rosnieftem, Novatekiem i Gazpromem, może też zablokować projekt rozwoju wydobywania gazu z łupków, gdyż firmy prowadzące prace eksploatacyjne i przygotowujące rozwój wydobycia będą miały bardzo ograniczone możliwości uplasowania swego produktu na rynku<sup>2</sup>.

A można zadać pytanie, odnoszące się do jednego tylko sektora gospodarki – nawozowego. Analog amerykański pokazuje, że gwałtowny rozwój wydobycia w USA powoduje otwieranie starych rafinerii do przerobu ropy, ale przede wszystkim nowe inwestycje w *steam-crackery*, które odbudowują przemysł petrochemiczny za oceanem. Nie bez znaczenia są anonsowane inwestycje w instalacje do produkcji metanolu, DME czy odwodornienia propanu, nie mówiąc o moczniku czy kwasie azotowym. Ten gwałtowny wzrost wydobycia węglowodorów niekonwencjonalnych w USA spowodował, że mamy do czynienia z rekordowymi poziomami wydobycia. Jak podaje *The 2013 Natural Gas Annual* (<http://www.eia.gov/naturalgas/annual/>) wydobycie w przeliczeniu na tzw. gaz suchy (*dry gas*) wyniosło prawie 690 mld m<sup>3</sup> z prawie 488 tysięcy odwiertów! Wydobycie gazu z łupków przekroczyło 10% łącznego wydobycia gazu ziemnego i nadal rośnie, a przecież to nie jest jedyny rodzaj gazu wydobywanego z tzw. źródeł niekonwencjonalnych. Jest jeszcze tzw. gaz zamknięty (*tight gas*) oraz CBM (metan pokładów węgla).

Dla polskiego rynku oznacza to przede wszystkim konieczność zdefiniowania strategii dla polskiej chemii i odpowiedź na pytanie: czy w Polsce znajdziemy ekonomicznie uzasadnione złoża węglowodorów niekonwencjonalnych? W marcowym numerze *EDI Quartely 2013 r.* opublikowano artykuł pt. „The perspective of the chemical industry on the Polish Gas Hub”. Autorzy szczegółowo opisali polski rynek gazu w kontekście jego projektowanego uwolnienia i perspektyw dla polskiego przemysłu chemicznego w kontekście możliwego pojawienia się dodatkowych wolumenów gazu. „Warto przywołać, że przemysł nawozowy jest największym sektorowym użytkownikiem gazu ziemnego wśród sektorów produkcyjnych w UE. Europejski przemysł nawozów azotowych pochwała dalszy pęd instytucji UE do ustanowienia prawdziwie światowego konkurencyjnego jednolitego rynku energii i gazu w UE. Stara Europa jest zazwyczaj wśród regionów o najwyższych kosztach energii na świecie i w rezultacie musi poprawić źródła dostaw surowców energetycznych na rynek wewnętrzny, w tym krytyczny jest dostęp do LNG i do gazu z łupków”. Spróbujmy zrozumieć w tym kontekście: *D’ou venons nous? Que sommes nous? Ou allons nous?* (Skąd przychodzimy? Kim jesteśmy? Dokąd idziemy?).

Brak strukturalnych zmian zużycia energii wobec sukcesu premier Ewy Kopacz staje się barierą w procesie wypełnienia przez Polskę unijnych wymogów, zarówno w zakresie ochrony środowiska (pakiet energetyczno-klimatyczny), jak i w zakresie liberalizacji szeroko pojętego sektora energii (zwłaszcza III pakietu liberalizacyjnego), a także w dostosowywaniu polskiego prawodawstwa do wskazanych unijnych wymagań.

Tym razem „jakoś nie będzie”. Tym razem, rzutem na taśmę, romantycznym zrywem czy atakiem husarii tego zamętu nie wygramy. Dlatego ośmielam się prosić o trochę pozytywistycznej, programowej, opartej na modelach, prognozach i wyliczeniach stabilności.

Kwestie bez odpowiedzi, bez których trudno opisać politykę energetyczną:

- A) brak polityki gospodarczej określonej do 2030, a może nawet do 2050 roku,
- B) brak modelu, narzędzia, na podstawie którego można symulować i liczyć różne scenariusze, warianty i w miarę szybko przewidywać zmiany,
- C) prognozy, na podstawie których powstawała nowa PEP 2050, a właściwie ich programowo założona skromność, by nie powiedzieć: brak,
- D) analizy scenariuszowe, dobrze, że choć trzy, ale dlaczego tylko takie i dlaczego nieskorelowane z sukcesem brukselskim. Unia Europejska już parę lat temu zrozumiała, iż tylko jed-

nolita, wspólna i zdecydowana polityka energetyczna zapewni długofalowy i stabilny rozwój krajów członkowskich. Teraz chcemy nie tylko tanią, ale także zieloną – niskoemisyjną energię. Na szczeblu europejskim zaczynają się pojawiać głosy, które precyzują stanowiska poszczególnych krajów członkowskich, ale akcentują również coraz częściej interes ponadnarodowy. Bo to, co dla jednego kraju członkowskiego jest wzrostem uzależnienia od jednego dostawcy, dla innego jest właśnie zwiększeniem poziomu dywersyfikacji. Chciałbym, aby nowa polityka energetyczna Polski mogła być postrzegana właśnie w takim nowoczesnym, europejskim aspekcie.

**Andrzej Sikora**

**Dr inż. Andrzej Sikora jest prezesem Instytutu Studiów Energetycznych i pracownikiem naukowym na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH w Krakowie.**

<sup>1</sup> [http://www.mg.gov.pl/files/upload/21411/PrezentacjaPEP2050\\_popr.pdf](http://www.mg.gov.pl/files/upload/21411/PrezentacjaPEP2050_popr.pdf)  
Projekt Oceny realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”.

Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”.

Projekt Wniosków z analiz prognostycznych.

<sup>2</sup> W pierwszym okresie wydobywanie gazu łupkowego będzie z pewnością bardzo kosztowne i utrzymywanie przez Gazprom (via spółki sprzedające gaz w Polsce) cen surowca poniżej progu opłacalności wydobywania gazu łupkowego może doprowadzić do zamykania tych projektów.

# Nie liczymy na duży gaz z Ameryki

**Jan Cipiur**

Lepiej nie robić sobie w Polsce nadziei, że trafi do nas wielki amerykański gaz łupkowy i raz dwa odstawimy dzięki temu Gazprom do kąta. Lepiej liczyć na dobroczynne skutki konsekwentnych mozolnych działań niż na cudowne recepty, bo nie ma w pobliżu „apteki”, żeby takie recepty wykupić.

**K**regi przemysłowe oraz zwykli obywatele USA mają skuteczne przełożenie demokratyczne na własne władze, a są przeciwne eksportowi gazu, bo amerykańska gospodarka korzysta na bardzo niskich tam cenach energii. Z kolei Europa robi bardzo dużo, żeby energia była droga i systematycznie drożała, bo przecież im więcej dziś w strukturze dostaw tzw. energii odnawialnej, tym w ogólnym rozrachunku drożej.

Europa Zachodnia, a zwłaszcza Niemcy i Francja, „nie upadły jednak na głowę”. Liczą na dość rychły oil/gaspeak, wierząc że wtedy to nasz kontynent będzie najlepiej przygo-

towane – także do kolosalnych interesów na technologiach i gotowych urządzeniach do wytwarzania energii ze źródeł niekonwencjonalnych (OZE).



Platforma wydobywcza w Houston w Pensylwanii, USA.

Fot. Andrew Harrer/Bloomberg





Stacja wydobywcza w okolicy Chartiers, hrabstwo Waszyngton w Pensylwanii, USA.

Fot. Andrew Harrer/Bloomberg

Warto znać także punkt widzenia, według którego Europa Zachodnia nie ma powodów do wojen cenowych z Gazpromem, ponieważ ceny gazu rosyjskiego „odbija sobie” na fakturach za nietanie przecież audi, mercedesy czy bentleye, tudzież dziesiątki tysięcy innych, wyrafinowanych wyrobów przemysłowych.

Po obu stronach Atlantyku jest również obecny wątek chwalebnej troski o Ziemię, ale nie licząc interesownych polityków europejskich kultywują go, niestety, głównie oszołomieni nie-

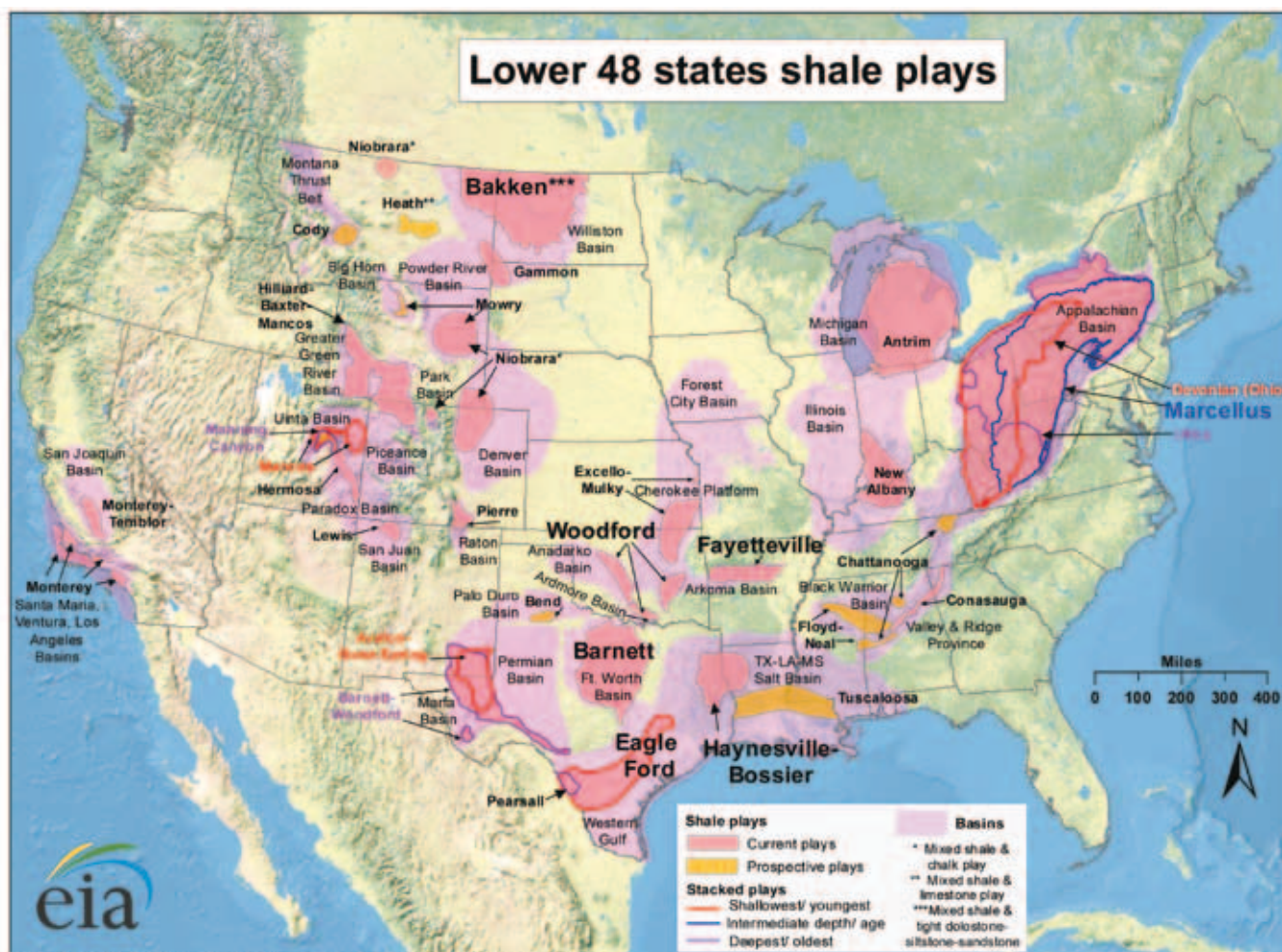
wiedzą aktywiści. Nic dziwnego zatem, że prymat nad rzeczową dyskusją ma w tych kręgach zwalczanie węglowodorów.

Z różnych powodów polskiego zainteresowania amerykańskim gazem nie podzielają inni pierwszoplanowi gracze z euroatlantyckich kręgów politycznych i gospodarczych, więc nagły przełom w tej kwestii raczej nie nastąpi. Ewolucyjne zmiany w tzw. długim okresie są natomiast możliwe, co potwierdzałoby domniemaną przewagę mozołu nad fajerwerkiem. Pora na szczególony i uzasadnienie.

Rynek ropy i gazu jest tak „krynący” i podatny na zmiany w niezliczonych aspektach rzeczywistości, że warto zaznaczyć, iż rozpoczynany właśnie opis czynników prowadzących do wypracowanego powyżej wniosku oparty jest na ocenach dominujących na przełomie października i listopada 2014 roku. Gazu nie da się oddzielić od ropy, która nadaje ton i w dużym stopniu kształtuje także rynek gazu.

## NIKT W STANACH ZJEDNOCZONYCH NIE CHCE „POGRZEBANIA OWOCÓW” REWOLUCJI ENERGETYCZNEJ

Dzięki zasobom w łupkach USA stały się światowym liderem w wydobyciu węglowodorów płynnych (ropa plus kondensat), a światowe ceny ropy spadły tej jesieni do ok. 80 dolarów za baryłkę, czyli do poziomu z połowy 2012 r. Zdaje się, że Ara-





bia Saudyjska i Iran nie zamierzają aktywnie przeciwdziałać spadkowi notowań. Powody mają zapewne polityczne, ale nikt tak naprawdę nie wie, czym rzeczywiście kierują się szejkwowie i ajatollahowie. Spadki cen, w połączeniu z rozpacziwą lub „tylko” złą sytuacją niektórych wielkich producentów (Wenezuela, Rosja, Angola) sprawiają, że – wbrew najlepszym interesom tych państw – zwiększają one wydobycie. Motywem jest potrzeba opłacania wielkich i pilnych rachunków rządowych.

Wśród ekspertów dominuje więc pogląd, że długo jeszcze ropa nie zdrożeje, a może nawet potanieje jeszcze bardziej. Budzi to u niektórych zdziwienie, bo przecież tyle jest teraz niepokojów na świecie, że powinna raczej drożeć. Słynny znawca tajników ropy i gazu, Daniel Yergin, odpowiada na te wątpliwości, mówiąc, że „istotnie mnóstwo dziś wszędzie ryzyka geopolitycznego, ale ropy jest jeszcze więcej”.

Od 2004 roku wydobycie ropy wzrosło w USA o 56 proc., natomiast popyt na paliwa płynne spadł o 8 proc. Rynkiem rządzi więc teraz podaż ropy (i gazu), która wzrasta również w efekcie dużych postępów w efektywnym zużywaniu energii. W 2013 r. Amerykanie zużyli o 2 proc. mniej energii elektrycznej niż w 2007 r. To skutek rewolucji technologicznej, dzięki której ilość prądu zużywanego np. przez telewizory spadła w USA przez 5 lat o jedną czwartą. Zwykli Amerykanie są zadowoleni z przeceny, bo rachunki za benzynę spadły do poniżej 3 dolarów za galon, czyli – licząc od czerwca br. – aż o 60 centów. Jeden z analityków (Brett Ryan z Deutsche Bank) oszacował zaś, że obniżka ceny paliwa o 1 cent na galonie oznacza, że ogół konsumentów amerykańskich wydaje rocznie na energię o 1 miliard dolarów mniej. Inny ekspert (Tom Kloza z Gasbuddy.com) twierdzi, że dzięki tegorocznemu spadkowi cen ropy z poziomu czerwcowego do obecnego, czyli o 25 proc., przeciętna amerykańska rodzina ma wydatki miesięczne mniejsze o ok. 50 dolarów. Nie jest to wielkość zawrotna, ale – z drugiej strony – można ją wydać bez żalu w sklepach, a to podtrzymuje chwiejną ciagle koniunkturę.

Biznes też nie narzeka na niższe ceny energii, bo poprawiają one pozycję konkurencyjną wytwórców amerykańskich i sprzyjają oczekiwanej przez wielu tzw. reindustrializacji kraju. Pojawiają się też jednak obawy.

Pesymiści wskazują na czynnik popytowy w postaci ostatniego spowolnienia gospodarczego w Europie i Chinach, wskazując, że jest to kolejna ważna przyczyna spadku cen ropy. Mówią: ropa tania – dobrze, ale kto kupi nasze towary wyprodukowane taniej niż wtedy, gdy ropa była po 100 dolarów, skoro światowa gospodarka znowu zwalnia?

Wprawdzie sektor naftowo-gazowy daje jedynie 1,7 proc. amerykańskiego PKB, ale – z drugiej strony – jest jedną z najważniejszych „tras szybkiego ruchu” tamtejszej gospodarki. Eksploatacja łupków jest droga, ale nafciarze i gazownicy nie są na razie w nerwach, choć wcześniej inwestowali z założeniem, że cena baryłki nie spadnie poniżej 100 dolarów. Brak objawów paniki wynika z tego, że spadek cen do około 80 dolarów nie grozi jeszcze stratami, a „jedynie” zmniejszeniem marży zysku. Międzynarodowa Agencja Energii – IEA ocenia, że przy cenach mniej więcej na obecnym poziomie, zyskownych jest nadal aż ok. 96 proc. szybów wydobywczych ropy w USA. Z zamykaniem części z nich należałoby się liczyć przy spadku notowań ropy do 75 dolarów. Wtórnie jej firma macierzysta Daniela Yergina – IHS.

Jej zdaniem, nawet gdyby cena ropy spadła do 57 dolarów, to i tak połowa amerykańskich firm naftowo-gazowych, eksploatujących łupki, pozostawałaby na finansowym plusie.

Jest to rezultat coraz skuteczniejszych technologii. Analitycy amerykańskiej rządowej Energy Information Agency (EIA) podają m.in., że przez ostatnie 4 lata wydajność przeciętnego szybu gazowego w USA (gaz łupkowy i konwencjonalny) wzrosła o 300 proc.

## WŁADZE USA SPORO MÓWIĄ O EKSPORCIE WĘGLOWODORÓW, ALE DZIAŁAŃ W TYM KIERUNKU NIE PROWADZĄ

Jak będą się kształtować ceny ropy i gazu ziemnego w końcu jesieni 2014 r. oraz zimą i wiosną 2015 r. nie wie nikt, a jeśli utrzymuje, że wie, to blefuje. Coś trzeba jednak zakładać. Gdyby zatem utrzymały się w okolicach 80 dol. za baryłkę, to tym większy byłby nacisk na umożliwienie eksportu ropy i gazu ziemnego z USA. Rachuby z tym związane są przejrzyste – eksport obniżałby podaż wewnętrzną i sprzyjał wzrostowi cen amerykańskich, co byłoby na rękę sektorowi naftowo-gazowemu USA, ale całej reszcie gospodarki i konsumentom już nie. Nikt w Ameryce nie myśli jednak o eksporcie węglowodorów na wielką skalę, bo to ani możliwe, ani potrzebne. Kompromis w postaci przyzwolenia na eksport w rozmiarach „rozsądnych” jest zatem (chyba) na wyciągnięcie ręki.

Trzeba tu jednak pamiętać, że jeśli mechanizm „mniejsza podaż wewnętrzna – wyższe ceny krajowe” zadziałałby dość (zapewne) skutecznie w przypadku gazu, to z ropą byłoby gorzej. Ze względu na ograniczenia transportowe gaz pozostaje nadal towarem regionalnym, a ropa to towar *par excellence* światowy, więc zwiększenie dostępnej dla zagranicy podaży ropy w wyniku wyższego eksportu z USA, przy innych warunkach niezmiennych, wzmocniłoby spadkowe tendencje światowych cen tego surowca ze złym skutkiem także dla producentów z USA.

Od 1975 r. w USA obowiązuje jednak zakaz eksportu ropy naftowej, wprowadzony w odpowiedzi na embargo arabskie. Od tego czasu restrykcje wysyłkowe nie są stuprocentowe, ale ciągle obowiązują. Gaz ziemny można z kolei eksportować jedynie do 20 państw (głównie z Ameryki Łacińskiej), z którymi podpisane zostały umowy o wolnym handlu (FTA – *free trade agreements*). Są od tego wyjątki, ale na tyle niewielkie, że nie zmieniają postaci rzeczy.

Obserwatorzy amerykańscy oceniają, iż do zniesienia albo istotnego ograniczenia zakazów i ograniczeń eksportowych może dojść po oczekiwanim przejściu pełni kontroli i władzy wykonawczej przez republikanów. Kongres już jest we władaniu partii republikańskiej, ale do wyborów prezydenckich pozostały jeszcze 2 lata.

W br. pobity został w USA rekord wydatków poniesionych na kampanie wyborcze do tzw. wyborów połówkowych. Wydano 3,7 mld dolarów, z czego sporą część pretendenci do Kongresu i na stanowiska gubernatorskie uzyskali od nafciarzy. Ze względów praktyczno-finansowych demokraci nie mogą odrzucać opinii sektora ropy i gazu, więc na widoku jest stopniowe rozluźnianie restrykcji. Nacisk zainteresowanych oznaczać

może coraz wyższe z każdym rokiem wysyłki amerykańskiego LNG za granicę, choć Europa nie będzie zapewne głównym, a nawet istotnym odbiorcą.

Potwierdzeniem dążeń do złagodzenia rygorów eksportowych są próby legislacyjne, podejmowane przez amerykańskich parlamentarzystów. Republikański kongresmen Cory Gardner przepchnął latem br. w Izbie Reprezentantów ustawę, która dałaby Departamentowi (ministerstwu) Energii (DoE) 30 dni na rozpatrzenie wniosku w sprawie zgody na budowę urządzeń do eksportu LNG. Termin ten biegłby od chwili zakończenia analiz środowiskowych. Na wdrożenie zasady potrzebna byłaby jeszcze zgoda Senatu, gdzie para demokratycznych senatorów (Mary Landrieu i Mark Udall) zaproponowała 45 dni. Sprawa jednak upadła (przynajmniej na razie), bo nie została zakończona przed wyborami połówkowymi do Kongresu, które odbyły się 4 listopada.

## EKSPORT LNG SYMBOLICZNY

Ministerstwo Energii USA (DoE) podaje, że udzieliło do tej pory warunkowych zgód na eksport LNG do państw z FTA i do krajów bez umów o wolnym handlu z USA w łącznej ilości 96 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Wprawdzie DoE podkreśla, że to nawet więcej niż całkowity roczny import LNG Unii Europejskiej i Turcji, jednak kluczem jest określenie „zgoda warunkowa”.

Walka z „warunkami” jest jak zmaganie z cieniem, więc rzeczywisty eksport LNG jest mały. Według rządowej agencji EIA, w 2011 r. wyniósł niecałe 2 mld m<sup>3</sup>, w 2012 r. spadł o ponad połowę, do 800 mln m<sup>3</sup>, a w 2013 r. do symbolicznych wręcz 83 mln m<sup>3</sup>, czyli do ilości stanowiącej zaledwie dwudniowe (!) przeciętne zużycie całej Polski. Eksperti z administracji amerykańskiej oceniają, że pierwsze istotniejsze wysyłki LNG z USA, wynikające z już wydanych zgód warunkowych, ruszą najwcześniej dopiero w 2015 r., a skutki handlowe ewentualnych nowych zgód będą do zauważenia w 2017 r. i później. Pamiętać też jednak trzeba, że Europa nie jest jedynym potencjalnym odbiorcą LNG z USA.

Uprzedzając zawód tych, którzy liczyli na duże wsparcie Ameryki w bieżących zmaganiach Europy, głównie Środkowo-Wschodniej, z Gazpromem, administracja USA podkreśla w oficjalnych przekazach, że Stany Zjednoczone mają już i tak wielki dorobek w rozluźnianiu napięć na rynkach gazu ziemnego. Jej urzędnicy wskazują, że w wyniku rewolucji łupkowej bardzo zmniejszył się amerykański import gazu (ze szczytu w wysokości 107 mld m<sup>3</sup> w 2007 r. do 37 mld m<sup>3</sup> w 2013 r.), dzięki czemu wzrosła podaż gazu dostępna dla reszty świata. Procesy te sprawiły, że Gazprom został zmuszony do obniżek cen dla większości odbiorców europejskich, a jego bardzo silna przedtem pozycja uległa pewnemu osłabieniu.

Komunikaty DoE zdają się wskazywać, że jeśli nie nastąpią jakieś poważne zmiany sytuacji, to kiedyś eksport LNG do Europy będzie faktem. W kręgach ministerialnych podkreśla się jednak, że ze względu na koszty transportu, a przede wszystkim infrastruktury skraplania gazu w USA, a potem ponownej regazyfikacji LNG w portach europejskich, gaz z USA będzie raczej droższy od dosyłaемого rurociągami z Rosji. Perspektywy zakupu gazu w Ameryce są więc mgliste, a poza tym rozpatrywać je można przede wszystkim w kategoriach chwilowego bezpiec-

nika, bo warunki rynkowe nie będą prawdopodobnie sprzyjały jego dużemu importowi przez Europę.

Infrastruktura po obu stronach „Wielkiej Wody” nie będzie niebawem tak wąskim gardłem jak obecnie, ale procesy, zwłaszcza za Atlantykiem, toczą się powoli, bo mają ogromne następstwa polityczne, gospodarcze i społeczne. W Europie działa 21 terminali do odbioru LNG, a dalszych 7, w tym ten pod Świnoujściem, jest w budowie. Bardzo obiecujący jest rozwój pływających terminali (statków) magazynowo-regazyfikacyjnych, znanych jako FSRU (*floating storage and regasification unit*). Pierwszy („Toscany”), o zdolnościach równych 4 proc. rocznego zapotrzebowania na gaz Włoch zacumowany jest od roku niedaleko Pizy i Livorno, a drugi („Independence”) zaczął działać w październiku br. u brzegu w pobliżu litewskiej Kłajpedy. Przyjmują one ładunki gazu skroplonego i dokonują zmiany stanu skupienia na gazowy. Surowiec trafia potem na ląd rurociągami położonymi między statkiem a brzegiem.

Jeśli możliwa jest regazyfikacja na morzu, to z dala od brzegu dokonywać można również jego skraplania. Na potrzeby państw wydobywających gaz powstają więc jednostki pływające FLNG (*floating liquefied natural gas*). W USA skupiają się wszakże na lądowych terminalach eksportowych, choć wysiłki nie są bynajmniej wyęteżone. Według danych DoE z połowy października br., w budowie jest obecnie tylko jeden terminal eksportowy (Sabine Pass) o łącznej zdolności 28,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Zgody na trzy nierozpoczęte jeszcze budowy terminali do skraplania gazu – w Hackberry, Freeport i Cove Point – opiewają łącznie na następne 44,65 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Nowa amerykańska infrastruktura eksportowa LNG nie może więc (przynajmniej na razie) budzić zachwyty, bo pozwalałaby na wywóz gazu w ilości stanowiącej zaledwie 4,5-krotność rocznego zużycia Polski, które olbrzymie przecież nie jest.

Wszystko może się zmienić, gdy eksport LNG do państw bez umów FTA otrzyma prawdziwe zielone światło, ale to zdarzenie przyszłe i nadal niepewne. Gaz ziemny z Ameryki nie może zatem dziś być straszakiem dla Gazpromu, co wywodziłem na początku. Z zależnością od Rosji radzić sobie trzeba inaczej, z namysłem, rozmysłem i konsekwentnie, i nie liczyć na szybkie zdarzenia nadzwyczajne, a jednocześnie cudowne.

Przedstawiona powyżej ocena ma charakter autorski, więc obarczona jest ryzykiem nietrafności. Na jej korzyść przemawiają wszakże opinie przez duże „O”. We wrześniu br., staraniem uczelnianego centrum energii uniwersytetu Columbia, ukazała się analiza pt. „*American gas to the rescue?*”. Jej autorzy (Jason Bordoff i Trevor Hauser) mają podobny pogląd, wywodząc, że gaz ziemny z Ameryki może odegrać jakąś rolę w Europie najwcześniej za kilka lat, choć już sama perspektywa tego poprawia pozycję negocjacyjną kontynentu wobec Rosji. Sądzą, że Gazprom pozostanie w Europie głównym dostawcą, ale będzie musiał spuszczać z tonu w kwestii cen. Zauważyli też, że amerykański gaz z przyszłego eksportu nie tyle zwiększy podaż światową, co wyeliminuje z rynku surowiec pozyskiwany najdrożej. W ich modelu eksport LNG z USA w wysokości 93 mld m<sup>3</sup> rocznie doda zatem do światowej podaży w obrocie zaledwie 15 mld m<sup>3</sup>, a więc tyle, co nic.

**Jan Cipiur**  
Autor jest publicystą ekonomicznym związanym z gospodarczymi portalami.

# UKRAINA – potencjał kryzysu i współpracy

**Andrzej Szczęśniak**

Ukraina zajmuje strategiczne miejsce między Europą a Rosją i dla naszego bezpieczeństwa dostaw gazu ma kluczowe znaczenie. Dzisiejszy kryzys polityczny nad Dnieprem i konkurencja między Wschodem a Zachodem o ten region ma także wymiar gazowy.

Pytanie, czy przerodzi się w konflikt czy zaowocuje współpracą.

Potencjał każdego z tych scenariuszy jest znaczący.

## Ukraina

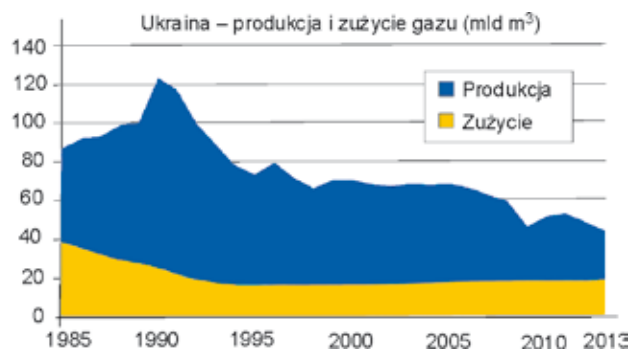
**Rynek i jego potencjał.** Ukraina zużywa ogromne ilości błękitnego paliwa – do 1994 r. była po Rosji i USA – trzecim największym konsumentem gazu na świecie. W 1990 roku, tuż przed rozpadem Związku Radzieckiego, zużywała 124 miliardy m<sup>3</sup> gazu. Potężny i energochłonny radziecki przemysł, nieograniczone dostawy z Syberii i przesył gazu do Europy czyniły z niej światową potęgę gazową. Obecnie, zużywając 51 mld<sup>3</sup> (2013 r.), również jest znaczącym graczem, jednak kryzys gospodarczy i polityczny szybko obniża zużycie, przede wszystkim z powodu spadku produkcji przemysłowej.

**Infrastruktura** gazowa Ukrainy jest imponująca. Składa się z 381 tysięcy kilometrów rurociągów, 74 stacji kompresorów, 713 przepompowni, które przesłały przez okres niepodległości Ukrainy 2,5 tysiąca miliardów m<sup>3</sup> błękitnego paliwa. Stan techniczny budzi jednak poważne obawy – przez 20 lat zbudowano zaledwie 8,4 tys. km nowych rurociągów, a 70 proc. gazociągów i 80 proc. przepompowni funkcjonuje już ponad 25 lat, jednak działa on sprawnie pomimo braku inwestycji.

**System tranzytowy** składa się z trzech głównych nitek – Braterstwo, Sojuz i Trans-Bałkański – tworzących system rozgałęziony i skomplikowany. Długość magistrali tranzytowych wynosi 39,8 tys. kilometrów, w tym 13,9 tysięcy km o najwyższych średnicach 1000–1400 mm. Ukraiński system przesyłu gazu jest w stanie przyjąć 288 mld m<sup>3</sup> gazu, przesłać za granicę 178,5 mld m<sup>3</sup>, a do krajów Europy i Turcji – 142,1 mld m<sup>3</sup>. Jednak jego wykorzystanie dość szybko zmniejsza się na skutek konfliktów z Rosją i podjętej przez nią strategii dywersyfikacji dróg przesyłu. W 2008 r. Gazprom przesłał 120 mld m<sup>3</sup>, a w ubiegłym roku – zaledwie 80 mld. To pozbawia Ukrainę

znaczących dochodów z tranzytu (ponad 3 miliardy dolarów rocznie).

**Integracja z EU.** Ukraina, idąc w kierunku integracji europejskiej, wprowadza u siebie strukturę i zasady branży gazowej, jakich wymaga Unia Europejska. Służy temu członkostwo Ukrainy we Wspólnocie Energetycznej (od 1 lutego 2011 r.), instytucji przewidzianej do włączania krajów ościennych, niebędących członkami, do unijnego *acquis communautaire*. Wymóg unbundlingu, rozdzielania przesyłu i dystrybucji od dostaw, fundamentalnie zmieni system gazowy Ukrainy. Prywatyzacja głównego atutu gazowego – UkrTransGazu, systemu przesyłu tranzytowego gazu z Rosji do Europy – została uchwalona przez Wierchowną Radę, choć parlamentarzyści kilkakrotnie odmawiali uchwalenia tej ustawy. I chociaż w końcu pod groźbą podania się do dymisji przez premiera Jaceniuka uchwalono nowe reguły, jednak umożliwiono jedynie sprzedaż zagranicznym udziałowcom większościowych akcji spółki operatorskiej, pozostawiając własność w rękach państwa.



Model taki biznesowo jest bardzo ryzykowny, jest to bowiem posunięcie rewolucyjne, ostro wymierzone w interesy całej klasy politycznej i biznesu. Podstawowym źródłem ryzyka jest bardzo zagmatwany, korupcyjny i nieprzewidywalny w działaniu system oligarchicznego biznesu, ściśle związanego ze światem polityki. Wieloletnie próby rozsypiania tego węzła interesów nie przyniosły rezultatów. Wiarygodność tranzytu gazu i możliwość działania zagranicznych konkurentów na rynku Ukrainy są z tego powodu bardzo niskie. Dzisiejsza próba wprowadzenia nowych reguł może być długa i bolesna, gdyż stanowi kolejne zagrożenie dla stabilności działania tranzytu gazu, a także stabilności politycznej.

**Sytuacja finansowa** państwa jest podstawowym czynnikiem ryzyka. Brak płatności za importowany gaz był powodem odłączenia dostaw 16 czerwca 2014 r. i podstawową przeszkodą



w rozwiązaniu zagrożenia zimowym kryzysem. Ukraina z niewielkimi (16 mld m<sup>3</sup>) zapasami gazu, odcięta od dostaw rosyjskich, stwarzała graniczące z pewnością zagrożenie wywołania kryzysu dostaw do Europy. Kryzysu trudno uniknąć nawet przy drakońskich odłączeniach dostaw (jak odcięcie ciepłej wody w Kijowie) czy zamianie źródła ciepła (3 mld m<sup>3</sup> potrzebne ciepłowniom ma zostać zastąpione przez olej opałowy). Od zerwania tranzytu przy braku dostaw z Rosji mogłaby uratować Ukrainę jedynie niewiarygodnie ciepła zima. Dlatego osiągnięcie kompromisu między Kijowem a Moskwą pod patronatem Unii Europejskiej znacząco oddaliło ryzyko szerokiego kryzysu, grożącego poważnymi konsekwencjami, szczególnie dla krajów centralnej i południowej Europy.



## Rosja

**Jeden system.** Rosja i Ukraina są połączone rurociągami, powstałymi za czasów Związku Radzieckiego i tworzącymi jednolity system przesyłowy, z potężnymi magazynami o pojemności 31 miliardów m<sup>3</sup> przy zachodnich granicach. Podział tego systemu między wrogie sobie dzisiaj państwa powoduje, że nie działa on sprawnie, obie strony mają potencjał do szantażowania drugiej strony, a w przypadku ostrego konfliktu dostawy do Europy są zrywane.

**Stosunki** Ukrainy z Rosją w sferze gazowej to długa historia kryzysów, oskarżeń i mało przejrzystych interesów. Do 2005 roku Ukraina funkcjonowała w modelu „gaz za tranzyt”, importując tani gaz (w 2004 r. cena dla Ukrainy wynosiła 50 USD/1000 m<sup>3</sup>, gdy dla Europy – trzykrotnie więcej – 150 USD), pochodzący z Azji Środkowej i w ogromnej części opłacając go usługami przesyłowymi. Jednak wraz ze wzrostem światowych cen Rosja zaczęła podwyższać do poziomu europejskiego ceny zarówno krajom bałtyckim (w których proces przebiegł łagodnie), jak i Białorusi oraz Ukrainie, gdzie dochodziło do konfliktów i przerywania tranzytu gazu.

**Rosja a Europa.** W 2000 roku otworzono „Dialog energetyczny EU–Rosja”, dla którego poważnym ciosem były kryzysy ukraińskie w 2006 i w 2009 roku, gdy dostawy zostały przerwane na dwa tygodnie. Ich skutkiem jest ewolucja Brukseli od stanowiska, że Rosja jest „strategicznym i wiarygodnym partnerem” i projektów wspólnej przestrzeni energetycznej od Lizbony do Władywostoku, do ostatniego raportu na temat odporności systemów dostaw gazu, gdzie Komisja Europejska rozpatrywała głównie wariant półrocznego odcięcia wszystkich dostaw gazu z Rosji. Ukraina w tym pogarszaniu stosunków gra główną rolę i kolejne konflikty mogą ten narastający konflikt jedynie pogłębić. Dla bezpieczeństwa wypracowano jednak procedury kryzysowe i narzędzia współpracy, które pomagają w ostrzeganiu przed konfliktami i minimalizowaniu ich skutków.

**Ominąć Ukrainę.** Rosja – wobec tak niekorzystnego rozwoju sytuacji – podjęła próby zmniejszenia tranzytowego znaczenia Ukrainy. Pierwszym przełomem był rurociąg jamalski przez

Polskę. Jednak krok następny – poszerzenie Jamału poprzez tzw. pieremyczkę – nie udało się z powodu odmowy Polski. Rosjanie zdecydowali się więc na połączenie bezpośrednio z Niemcami, które dzięki temu stały się sercem europejskiego rynku gazu. Tak powstał Nord Stream przez Bałtyk, który obecnie, działając jedynie w połowie swoich możliwości (55 mld m<sup>3</sup> rocznie), jest poważnym zabezpieczeniem na czas kryzysu. Głównie dzięki niemu sytuacja jest znacznie lepsza w porównaniu z 2009 rokiem, a możliwości przesyłu alternatywnego wobec Ukrainy są znacząco wyższe. Projekt Południowego Potoku (South Stream) przez Morze Czarne i Bałkany i jego 63 mld m<sup>3</sup> rocznie, mogący zlikwidować całkowicie znaczenie Ukrainy jako kraju tranzytowego, jest jednak blokowany przez Brukselę, wykorzystującą go do nacisku na Moskwę.

## Polska

Ukraina nie odgrywa dla Polski tak kluczowego znaczenia, jak dla Słowacji czy Bułgarii. Jednak porozumienia z 2003 roku, gdy Polska musiała zmniejszyć zakontraktowane z Gazpromem ilości gazu, doprowadziły do przypisania większości rosyjskiego importu do połączeń ukraińskich. To spowodowało, że odczuwaliśmy konflikty gazowe między Rosją a Ukrainą, jednak nie w tak poważnym stopniu, jak można to było wyczytać w mediach.

**Jamał 2 i nieudana współpraca.** Polska popierała Ukrainę w jej grze gazowej z Rosją także poprzez odrzucenie oferty budowania „pieremyczki”, czyli południowej odnogi rurociągu jamalskiego. Ta decyzja rządu Jerzego Buzka z 2001 roku została potwierdzona w kwietniu 2013 r., gdy propozycja współpracy przy rozbudowie Jamału wywołała kryzys rządowy, a stanowiska stracili minister skarbu, prezes PGNiG, a w końcu także prezes EuRoPol Gazu. Polski premier i prezydent publicznie deklarowali współpracę i wspólne stanowisko polsko-ukraińskie wobec Gazpromu.

Jednak uczucia Polski do Ukrainy są dość platoniczne. Z prób współpracy i wykorzystania potencjału sąsiedztwa dla obopólnie korzystnych interesów nic nie wychodzi, a wspólne pro-

jekty się nie udawały. Współpraca dwóch państwowych firm – PGNiG i Nadra Ukrainy – w przedsięwzięciu wydobywczym Dewon na kondensatowych złożach sachalińskich, zakończyła się wycofaniem polskiego udziałowca. Kontrakt na ukraińskie dostawy gazu do Polski, choć niewielki ilościowo, także nie został przez naszych partnerów dotrzymany. Najpoważniejszy w skutkach kryzys dostaw gazu do Polski również wystąpił z powodu podbierania gazu przez Ukrainę w czasie potężnych mrozów w końcu stycznia 2006 r. Nawet dzisiaj, gdy Polska bierze udział w rewersowych dostawach gazu dla Kijowa, to nie polskie PGNiG, a niemiecki RWE stoi po europejskiej stronie tego kontraktu.

## Europa

**Strategiczne znaczenie** Ukrainy dla Europy jako kraju tranzytu gazu wyraża się w liczbie 16 procent. Tyle całkowitego zużycia gazu UE w 2013 r. przesłano przez terytorium naszego wschodniego sąsiada, zaopatrując w rosyjski gaz 18 krajów Europy, w kilku z nich w stu procentach pokrywając potrzeby.

**Ukraina ważniejsza od Rosji.** Strategiczny cel – integracja Ukrainy do europejskiego rynku – dominuje dzisiaj nad europejskimi obawami o bezpieczeństwo dostaw z Rosji. Perspektywa prywatyzacji i uwiarygodnienia przesyłu przez Ukrainę pozwala Brukseli twardo trzymać w zamrażarce inicjatywę rosyjskie omijającą Ukrainę. Przesył Nord Stream, pomimo technicznej gotowości, jest wciąż wykorzystywany jedynie w połowie swoich mocy, gdyż nadal odkładana jest decyzja o pełnym otwarciu niemieckiego rurociągu OPAL, łączącego Nord Stream z Czechami. Nacisk Komisji Europejskiej, połączonej w wysiłkach z politykami amerykańskimi, zablokował udział Bułgarii w budowie połączenia South Stream przez Morze Czarne. Komisja od lat nie podejmuje też żadnych decyzji w antymonopolowym dochodzeniu przeciwko Gazpromowi. Wszystkie te elementy są używane jako środki nacisku na Rosję właśnie w konflikcie o Ukrainę.

Jednak poszczególne państwa członkowskie prowadzą diametralnie odmienną niż Bruksela politykę wobec Ukrainy i Rosji, która w swoich działaniach może liczyć jedynie na bezwarunkowe wsparcie Warszawy. Bułgaria jest szarpana wątpliwościami i podejmuje sprzeczne decyzje. Austria sprzyja dostawom rosyjskim, nie odsprzedaje gazu Ukrainie i wspiera projekt Południowego Potoku, podpisując kontrakt o jego przedłużeniu do Baumgarten, który – otrzymując dodatkowe dostawy – awansuje w ten sposób do rangi najważniejszego hubu gazowego w Centralnej Europie. Węgry zawarły wręcz strategiczny sojusz energetyczny z Rosją, podpisały kontrakt o rozbudowie elektrowni jądrowej i użyciu węgierskich magazynów przez Gazprom. Rozpoczęły także budowę rurociągu, wbrew protestom Brukseli, uchylając ustawą jej kontrolę nad tym projektem.

**Rewers.** Komisja Europejska zdecydowanie zaangażowała się w zaopatrzenie Ukrainy w gaz poprzez dostawy rewersowe. Rosyjski gaz płynący do Europy zaczął wracać na Ukrainę najpierw przez Polskę, później dołączyły Węgry, a we wrześniu, pomimo różnych oporów, przyłączyła się Słowacja. Odnosząc duże korzyści z tranzytu gazu, Bratysława nie chciała sobie psuć stosunków z Gazpromem i opierała się odwróceniu przesyłu, ograniczając ją bowiem kontrakty uniemożliwiające inne od

teraźniejszych przepływy gazu. Jednak nacisk Brukseli spowodował zbudowanie nowego połączenia, zawracającego gaz na wschód. Dzięki temu 27 milionów m<sup>3</sup> dziennie zasila magazyny ukraińskie, a łącznie z Polską (Hermanowice 4 mln) i Węgrami (16 mln) dawało to 47 mln dziennie potencjalnych dostaw rewersowych, zmniejszając lukę między potrzebami a zasobami zgromadzonymi w nich przed 16 czerwca. Jednak Węgry 25 września odmówiły przesyłu gazu, przedkładając zapewnienie własnych magazynów ponad pomoc sąsiadom. Również Słowacja przez negocjacje bilateralne z Rosją zapewniła sobie bezpieczeństwo dostaw.

**Porozumienie gazowe.** Europa, pomimo przyjęcia europejskiej integracji Ukrainy jako pierwszorzędnego celu, nie chce gazowego konfliktu z Rosją. Odchodzący ze stanowiska komisarz Oettinger włożył dużo wysiłku w doprowadzenie do porozumienia w sprawie wznowienia dostaw rosyjskich na Ukrainę. Kijów podchodził na tyle ambiwalentnie do rokowań, że w końcu od zniecierpliwionej kanclerz Merkel doczekał się groźby, że Europa wstrzyma rewersowe dostawy, jeśli Kijów nie podpisze umów. Rosjanie postawili zaporowe wręcz warunki w sprawie zaległych płatności, które musiały być spłacone przed wznowieniem eksportu. Opór Ukraińców, niemających środków, by płacić za zaległe dostawy, przełamano europejskimi pieniędzmi, przeznaczając pożyczki Międzynarodowego Funduszu Walutowego i UE na spłatę długów i przedpłaty za nowe dostawy gazu.

**Docelowym modelem** dla Brukseli jest włączenie naszego wschodniego sąsiada w europejski rynek gazu. Droga do tego wiedzie poprzez poddanie go unijnym regułom, przejście kontroli regulacyjnej przez wydzieloną agencję na kształt URE, a później prywatyzację systemu przesyłowego oraz otwarcie dostępu dla europejskich firm do ukraińskich odbiorców. To pozwoliłoby zminimalizować znaczenie decyzji politycznych i wpływ na nie lokalnych elit gospodarczych. Oprócz przejścia potężnej infrastruktury przesyłowej i magazynowej może to rozwiązać ostatecznie problem niewiarygodności Ukrainy jako przestrzeni tranzytowej między Rosją a Europą. Dla europejskich firm to znacząca szansa na przejście 50-miliardowego rynku zbytu. Dramatyczna sytuacja finansowa Naftogazu Ukrainy, obciążonego długami i wmontowanego w szarą strefę politycznych interesów gazowych, ułatwia taki scenariusz. Jednak proces ten jest trudny ze względu na znaczenie tranzytu zarówno dla finansów Kijowa, jak i dla interesów lokalnych grup biznesowych, więc może trwać wiele lat.

**Nowa Ukraina?** Podsumowując, ukraiński system gazowy może stać się częścią europejskiego rynku i jest to na tyle atrakcyjna perspektywa, że UE nie szczędzi ani wysiłków, ani pieniędzy, nie unika też napięć w stosunkach z Rosją. O ile ten scenariusz się zrealizuje, będzie to całkowicie odmienna gazowa Ukraina. Jednak droga do tego daleka i wyboista, dzisiaj potencjał wybuchu kryzysów jest znacznie większy niż rozwoju współpracy. Jego źródła tkwią w sferze politycznej i finansowej i mogą dać o sobie znać już w przyszłym roku. Perspektywy ukraińskiego gazownictwa nie są ani pewne, ani optymistyczne, najbliższe lata na wschodzie nie zapowiadają się spokojnie.

**Andrzej Szczęśniak**  
Autor jest niezależnym ekspertem rynku gazu.

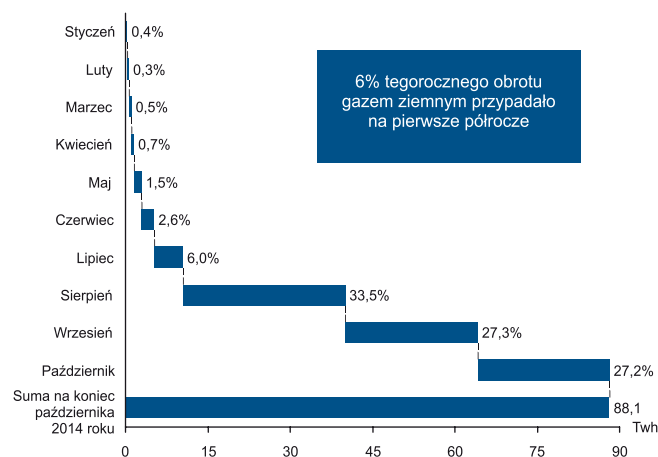
# Ocena i prognoza sytuacji dla rynku gazu w Polsce

Robert Zajdler

## Rynek gazu ziemnego w Polsce

Pomimo rozpoczęcia liberalizacji rynku gazu ziemnego w 2012 r., poprzez uruchomienie rynku gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE), dynamiczny rozwój tego rynku nastąpił dopiero od połowy 2014 r. Wcześniejsza zmiana ustawy „Prawo energetyczne”, wprowadzająca tzw. obbligo giełdowe, czyli obowiązek sprzedaży paliwa na giełdach towarowych (30% w 2013 r., 40% w 2014 r. i 55% od 2015 r.) dała ważny impuls do dalszego rozwoju rynku, jednakże wady tej regulacji sprawiły, że dopiero kolejna nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne” zapewniła dynamiczny rozwój rynku hurtowego. Widać to wyraźnie po wzroście obrotów na TGE (rys. 1) oraz po wzroście wydanych koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) o 22 od początku 2014 r. (do 139 według stanu na 23 listopada br.) i obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ) o 14 od początku roku (do 47 według stanu na 23 listopada br.).

Rys. 1. Udział poszczególnych miesięcy w obrocie gazem ziemnym w 2014 r. na TGE (RTT, RDN, RDB)



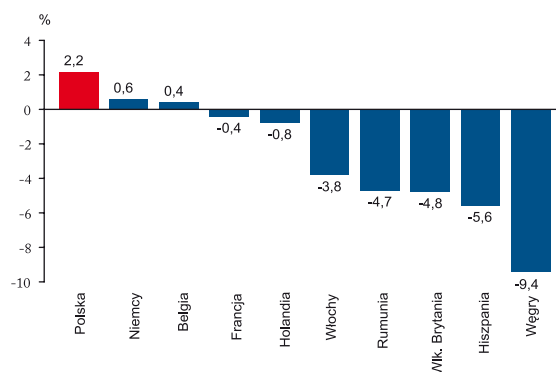
Źródło: opracowanie własne.

Ważnym wzmocnieniem rozwoju rynku były również większe techniczne możliwości importowe gazu ziemnego. W tym zakresie rynek czeka jednak na dalsze inwestycje zwiększające możliwości importowe, tj. nowe gazociągi, interkonektory i terminal LNG w Świnoujściu. **Rozbudowa infrastruktury, połączona z większym ujednoczeniem funkcjonowania rynku hurtowego, poprzez wdrażane stopniowo na poziomie Unii Europejskiej kodeksy sieci, zapewni pogłębienie mechanizmów rynku hurtowego z korzyścią dla uczestników tego rynku i odbiorców.**

Waga tych zmian wynika również z wielkości konsumpcji gazu ziemnego w Polsce, która wykazuje stałą tendencję wzrostową. Konsumpcja w Polsce rozwijała się w 2013 r. najdynamiczniej

w porównaniu z dziesięcioma największymi rynkami w UE. W latach 2008–2013 konsumpcja gazu ziemnego malała średniorocznie w UE o 2,5%<sup>1</sup>, w Polsce rosła średniorocznie o 2,2%. Ta wzrostowa tendencja powinna utrzymać się w najbliższych latach.

Rys. 2. Średnioroczne stopy wzrostu konsumpcji gazu wśród dziesięciu największych konsumentów gazu ziemnego w UE (2008–2013)



Źródło: opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review 2014.

Dalszy rozwój rynku gazu w Polsce zależeć będzie od realizacji kilku inwestycji. Pierwszą z nich jest terminal LNG w Świnoujściu. **Jego funkcjonowanie umożliwi Polsce bezpośrednie zakupy gazu od jakiegokolwiek dostawcy gazu skroplonego na świecie po optymalnych cenach.** Ma to znaczenie nie tylko dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, lepszej pozycji negocjacyjnej w rozmowach z dotychczasowymi importerami do Polski, ale umożliwi również dalszy rozwój rynku hurtowego w Polsce oraz wzmocni pozycję Polski w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.

Drugą kwestią jest rozbudowa korytarza północ-południe, z możliwością dodania nowego połączenia z Niemcami oraz rozbudowa (lub budowa nowego) połączenia z Ukrainą. Inwestycje te zapewnią większą elastyczność, jeśli chodzi o strategię zakupowe w Polsce i regionie, zapewnią większą integrację regionu oraz budować będą pozycję Polski i jej giełdy jako regionalnej platformy obrotu gazem ziemnym, wyznaczającą wiarygodną cenę referencyjną. **Połączenie z Ukrainą zapewni nowe możliwości eksportowe dla Polski, jak również może dać możliwość wykorzystania infrastruktury magazynowej na Ukrainie dla potrzeb strategicznych i handlowych w Polsce.**

Obecna sytuacja na Ukrainie niesie wiele działań, które w kolejnych latach będą miały wpływ na politykę energetyczną zarówno UE, jak i samej Ukrainy. Unia Europejska została uświadomiona, że polityka dywersyfikacji źródeł pozyskania

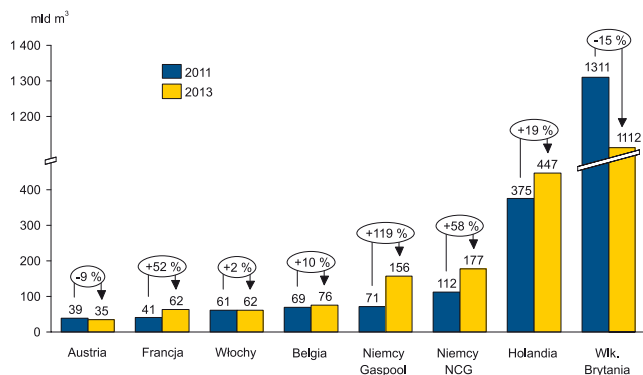


gazu to nie tylko działanie mające na celu zwiększenie konkurencyjności na rynkach energetycznych, ale przede wszystkim konieczność zapewnienia państwom członkowskim funkcjonowania w bezpiecznym otoczeniu energetycznym. **Przedsięwzięcia dywersyfikacyjne nie będą w przyszłości postrzegane tylko przez pryzmat rentowności, ale także (a może przede wszystkim) z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa.** Dla Ukrainy obecna sytuacja również oznacza konieczność zapewnienia sobie większej niezależności od Federacji Rosyjskiej, co może uzyskać wyłącznie przez połączenia gazowe z Unią Europejską, w tym zwłaszcza przez Polskę. Sytuacja na Ukrainie prędzej czy później się ustabilizuje, ale jej skutki dla sektora energetycznego Ukrainy i Unii Europejskiej są nieodwracalne. Możliwość zbudowania relacji gospodarczych obecnie, skutkować będzie poszukiwaniem synergii interesów również w sektorze gazowym w przyszłości.

### Rynek Unii Europejskiej

Ostatni rok to wzrastająca rola hubów gazowych oraz giełd energii. Spośród hubów gazowych na uwagę zasługuje rosnące znaczenie hubów niemieckich (NCG i Gaspool), które podążają za dotychczas najpłynniejszym hubem w Europie kontynentalnej – holenderskim TTF. **Punktem odniesienia dla cen w Polsce jest obecnie cena na niemieckim hubie Gaspool, ze względu na bliskość geograficzną i na dominację dostaw z kierunku wschodniego, zarówno w Polsce, jak i w Niemczech.** Obecnie hub Gaspool charakteryzuje się najwyższym wzrostem płynności spośród najbardziej rozwiniętych hubów UE.

Rys. 3. Rosnące znaczenie hubów (2014)

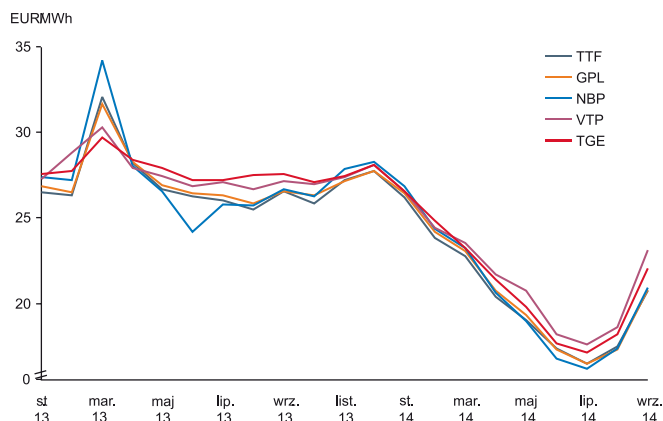


Źródło: opracowanie własne.

**Ostatnie dwa lata charakteryzują się coraz większą zbieżnością cen spot w UE.** Występujące rozbieżności związane są bardziej z lokalnymi uwarunkowaniami rynków gazu, np. z różnymi źródłami pozyskania, zróżnicowaniem cen importowych i czynnikami pogodowymi aniżeli odmienną wyceną tego towaru. Tę zbieżność widać również w notowaniach na TGE w Polsce.

Giełdy energetyczne w UE charakteryzuje również dążenie do unifikacji w zakresie mechanizmów działania oraz oferowanych produktów. Biorąc pod uwagę przyszłe zmiany prawa UE, w tym zwłaszcza kodeksy sieci, należy oczekiwać dalszej integracji i unifikacji tych platform obrotu hurtowego w UE. Gaz ziemny jest jednym z głównych paliw konsumowanych

Rys. 4. Ceny gazu ziemnego na rynkach dnia następnego w Europie



Źródło: Reuters, giełdy.

Rys. 5. Oferta produktowa giełd gazu w UE

	Rynek terminowy			
	Rynek spot	Finansowy	Dostawa fizyczna	Opcje
TGE	●		●	
HUPX				
APX				
EEX	●		●	
EPEX				
Powernext	●		●	
ICE Endex	●		●	●
PXE			●	
OTE	●			
Nord Pool				
Nasdaq OMX Commodities		●		

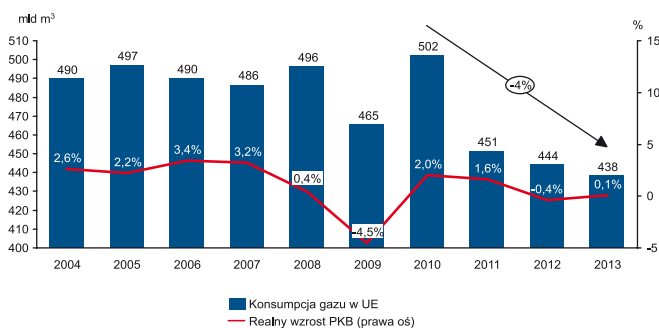
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z giełd energetycznych.

w UE, a jego udział w strukturze paliw pierwotnych jest stały i wynosi ok. 25%. Niska produkcja własna UE skutkuje wysoką zależnością od importu, w przeważającej mierze za pośrednictwem systemu gazociągów z Rosji (27% konsumpcji wspólnotowej), Norwegii (23%) i Algierii (8%). Największy udział krajowej produkcji w konsumpcji w krajach niebędących eksporterami charakteryzuje Rumunię, Chorwację, Wielką Brytanię i Polskę. Obecnie udział LNG ma niewielkie znaczenie w wolumenie gazu ziemnego dostarczanego do UE, ale trend ten odwróci się w najbliższych latach. Spowodowane to będzie zwiększeniem podaży gazu ziemnego, związanym ze wzrastającą produkcją gazu łupkowego w USA, rozwojem infrastruktury skraplającej w Afryce oraz dążeniem Europy do zmniejszenia uzależnienia energetycznego od Rosji.

Konsumpcja gazu ziemnego w UE wyniosła w 2013 r. ponad 438 mld m³, co stanowiło nieznaczny spadek w porównaniu z 2012 r. W ostatniej dekadzie największe spożycie gazu ziemnego zanotowano w 2010 r. Związane to było z dwoma głównymi czynnikami, tj. niską temperaturą oraz wzrostem gospodarczym. Po wcześniejszym spadku konsumpcji gazu ziemnego o 4,5%, rok 2010 przyniósł wzrost o 2%, który był do dzisiaj najwyższym wzrostem po kryzysie z 2008 r. Podobna skala konsumpcji gazu spotykana była w latach przedkryzysowych,

w których poziom zużycia oscylował wokół 490 mld m<sup>3</sup>. W latach 2010–2013 średni roczny spadek konsumpcji gazu ziemnego wyniósł aż 4%. **Szacuje się, że 2014 r. przyniesie dalszy spadek konsumpcji – na poziomie 9% rocznie.**

Rys. 6. Relacja zmian PKB do konsumpcji gazu ziemnego w UE\*



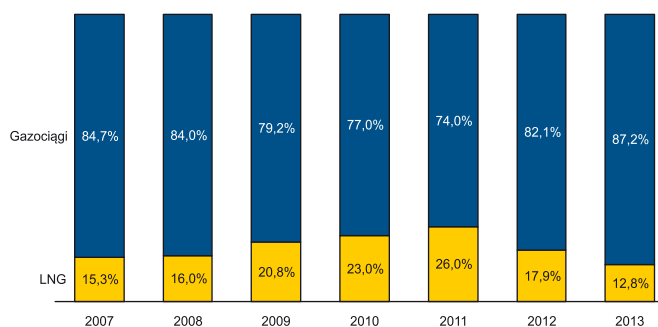
\* Dane o konsumpcji nie uwzględniają Litwy, Łotwy i Estonii.

Źródło: LNG Snapshot, sierpień 2014.

Dywersyfikacja źródeł zakupów na poziomie Unii Europejskiej nie oznacza realnej dywersyfikacji w państwach członkowskich. Wiele z nich uzależnionych jest od jednego zewnętrznego źródła dostaw, które bądź dominuje w strukturze zakupów, bądź jest jedynym dostawcą gazu do państwa członkowskiego. Zjawisko to jest szczególnie widoczne w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, dla których takim dostawcą jest Federacja Rosyjska.

Zabezpieczeniu interesów państw członkowskich służą działania dywersyfikacyjne, do których należą inwestycje w terminale LNG oraz w połączenia międzysystemowe (interkonektory). **Terminale LNG umożliwiają potencjalnie zakup gazu z około 20 krajów dysponujących infrastrukturą wysyłkową (terminalami skraplającymi).** Poza aspektem bezpieczeństwa energetycznego udział w globalnym rynku gazu wzmacnia pozycję negocjacyjną z dotychczasowymi partnerami handlowymi oraz umożliwia tworzenie konkurencyjnych rynków, bazujących na wielości kierunków dostaw i na zróżnicowanych cenach.

Rys. 7. Udział źródeł pozyskania gazu w imporcie do krajów UE



Źródło: obliczenia własne na podstawie GIINGL, BP Statistical Review 2014

Zmianie ulega również znaczenie LNG w UE. Lata 2007–2011 to okres rosnącego udziału LNG w zewnętrznych dostawach gazu do UE, po których nastąpił spadek. Udział LNG w imporcie w 2013 r. był dwukrotnie niższy niż w 2011 r. Spadek związany jest z istniejącą zależnością pomiędzy wiel-

kością konsumpcji gazu a wzrostem gospodarczym. Największy europejski importer LNG – Hiszpania – doświadczał w ostatnich dwóch latach recesji na poziomie 1,6% w 2012 r. i 1,2% w 2013 r. Dwaj kolejni – Wielka Brytania i Francja w 2012 r. doświadczyli stagnacji gospodarczej (odpowiednio wzrosty na poziomie 0,3% i 0,0%), a wzrost we Francji w 2013 r. wyniósł zaledwie 0,2% (w Wielkiej Brytanii 1,7%). Bieżący rok, w związku ze znacznym zmniejszeniem skali konsumpcji gazu, również da się odczuć dostawcom LNG i nie należy spodziewać się na tym rynku trendów innych niż istnieją w całym sektorze gazowym. Na niekorzyść sektora gazowego przemawia również ciepła jesień w Europie. **W kolejnych latach jednak wielkość importu LNG do Europy wzrośnie**, co będzie związane z kilkoma czynnikami. Należą do nich otwarcie nowych terminali odbiorczych oraz polityka zwiększenia dywersyfikacji źródeł pozyskania gazu. Pod znakiem zapytania jednak pozostaje stan gospodarki państw członkowskich w bieżącym i nadchodzącym roku, a co za tym idzie – wielkość zapotrzebowania na paliwa energetyczne.

Obecnie ograniczona liczba państw odbiorców LNG oraz ich duży udział w europejskiej konsumpcji gazu doprowadziły do sytuacji, w której zmiana popytu niewielu państw warunkuje udział LNG w całości unijnego importu gazu ziemnego. Kolejnym powodem zmniejszenia importu LNG były zmiany cen na rynkach LNG, związane ze zwiększonym popytem w krajach azjatyckich, wynikającym między innymi z rozwoju gospodarczego państw południowo-wschodniej Azji oraz wzrostem konsumpcji w Japonii, spowodowanym odchodzeniem od energetyki atomowej w konsekwencji katastrofy w Fukushima. Te tendencje jednak stopniowo ulegają zmianie. Zwiększa się atrakcyjność cenowa LNG, a zapotrzebowanie państw azjatyckich spada, co w połączeniu ze wzrastającymi możliwościami transportu skutkuje większą możliwością arbitrażu cenowego również w rejonie Europy Środkowo-Wschodniej.

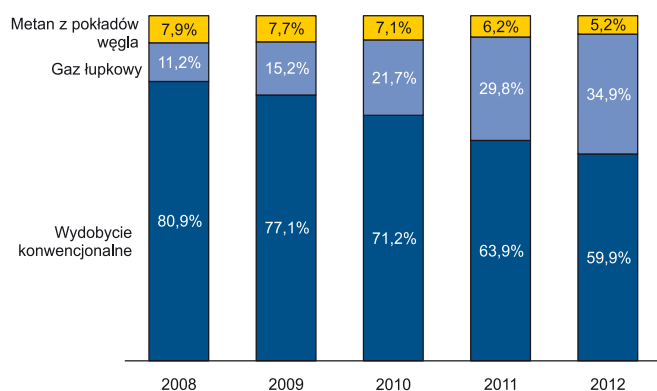
## Eksport gazu ziemnego z USA

Stany Zjednoczone (USA) są największym producentem oraz konsumentem gazu ziemnego na świecie, z produkcją gazu na poziomie 681 mld m<sup>3</sup> (2013). Ostatnie lata to okres znaczącego wzrostu wydobycia gazu ziemnego, zwłaszcza z pokładów łupkowych. Dalszy rozwój rynku gazu na świecie oraz zmiany następujące na rynku USA sprawią, że kraj ten może być znaczącym eksporterem gazu. **Według stanu na 14 listopada br. liczba uzyskanych pozwoleń na eksport wyniosła dziewięć, co stanowi łączny wolumen wynoszący ponad 16% krajowej produkcji gazu.**

W związku z coraz szerszym udziałem produkcji gazu łupkowego i związanym z tym wzrostem wolumenów krajowej produkcji gazu (średni wzrost w latach 2008–2013 wyniósł 4%) perspektywy przekształcenia się USA z importera netto w znaczącego eksportera gazu ziemnego w niedalekiej przyszłości wyglądają bardzo prawdopodobnie.

Jednak wizja znaczącego eksportu gazu ziemnego z USA napotkała na opór wewnątrz samych Stanów Zjednoczonych. Otwarcie rynku – duży eksport surowca może wiązać się ze wzrostem cen gazu dla odbiorcy amerykańskiego. W 2013 roku cena gazu na hubie w USA była ponad 4-krotnie niższa

Rys. 8. Udział źródeł pozyskania gazu w produkcji gazu brutto



Źródło: EIA

niż cena w Japonii i prawie trzykrotnie niższa niż u odbiorców z Europy. Obecnie amerykańskie przedsiębiorstwa gazowe mogą bez odpowiednich zezwoleń eksportować gaz wyłącznie w granicach strefy wolnego handlu, obejmującej poza Stanami Zjednoczonymi także Kanadę i Meksyk. Eksport poza strefę jest regulowany i wymaga uzyskania zgody Federalnej Komisji ds. Regulacji Energetyki (FERC), która analizuje aspekty środowiskowe i technologiczne, oraz Departamentu ds. Energetyki, analizującej interes publicznych inwestycji eksportowych. Do połowy listopada br. wydano dziewięć uprawnień do eksportu LNG<sup>2</sup> na łączny wolumen wynoszący prawie 110 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>3</sup>, co odpowiada wolumenowo ok. 16% produkcji gazu w USA w 2013 r.

Kraje Europy Środkowo-Wschodniej, inwestujące w infrastrukturę LNG (Polska i Litwa), zabiegają o pozyskanie kontraktów importowych od amerykańskich dostawców. **W świetle bieżących informacji (stan na 1 września 2014 r.) gaz z USA**

**mógłby być sprowadzony do Polski najwcześniej za 3–4 lata, a jego cena w porównaniu z obecnymi stawkami importowymi mogłaby być dla Polski atrakcyjna.** Należy jednak wziąć pod uwagę aspekt ekonomiczny z punktu widzenia amerykańskich eksporterów. W związku ze zróżnicowaniem cen gazu ziemnego na świecie będą oni starali się szukać rynków zbytu w regionach, w których za gaz płaci się najwięcej, a na cenę dla pozostałych odbiorców będzie wpływał taki właśnie rachunek ekonomiczny. Nie należy zatem mieć szczególnych nadziei na tak drastyczne różnice cenowe. Jednakże import gazu z USA wiąże się również z niemierzalnym aspektem bezpieczeństwa energetycznego, które nabiera w naszej części Europy coraz większego znaczenia w kontekście napięć politycznych w relacjach Unii Europejskiej w Rosję. Wpływ tarć międzynarodowych na kwestie dostaw gazu do Polski dobitnie zmanifestował się już w latach 2006, 2009, a także w ostatnich dniach. Import gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych oznaczałby dla Polski posiadanie wiarygodnego partnera i pewnego dostawcy zakontraktowanego wolumenu. Ponadto, boom na rozwój terminali eksportowych w USA będzie skutkował poszukiwaniem nowych rynków zbytu. Mimo niższych cen w Europie niż w Azji w najbliższym czasie można spodziewać się zmniejszenia się tych różnic, czego efektem będzie aktywne poszukiwanie nabywców na całym świecie, zwłaszcza w Europie.

**Robert Zajdler**

**Autor jest radcą prawnym prowadzącym kancelarię prawną świadcząca usługi dla sektora energetycznego Zajdler Energy Lawyers.**

<sup>1</sup> Z wyłączeniem Litwy, Łotwy i Estonii.

<sup>2</sup> Wliczając pozwolenia warunkowe.

<sup>3</sup> Zgoda wydawana jest na maksymalny wolumen dzienny – obecnie jest to 10,6 mld stóp sześciennych dziennie (bcf/d), co odpowiada około 110 mld m<sup>3</sup> rocznie.

# Wspólne zakupy gazu – uwarunkowania i rozwiązania

**Tomasz Chmal, Mateusz Zawistowski**

Przedstawienie publiczne przez polskiego premiera koncepcji unii energetycznej, której istotnym elementem byłyby wspólne zakupy gazu, powinno skłaniać do refleksji. Poniższy artykuł stanowi podstawę do dyskusji nad kształtem przyszłego rynku gazu w Unii Europejskiej.

**Z**e zrozumiałych względów koncepcja ta budziła i budzić będzie kontrowersje – na poziomie politycznym, ekonomicznym i prawnym. Wiele państw UE (oraz przedsiębiorstw z sektora gazowego) będzie niechętnych regulacjom, które pozbawiłyby ich prawa do swobodnego wyboru kierunku zakupów, a zwłaszcza premii surowcowej. Poddane dyskusji będą także argumenty o niewystarczającej sieci infrastruktury przesyłowej czy braku podstaw traktatowych dla projektu. Mając świadomość wielu zastrzeżeń i wątpliwości zgłaszanych przez li-

derów politycznych Europy, przedstawicieli przedsiębiorstw oraz analityków rynku gazowego, wydaje się, że warto spojrzeć na możliwość zwiększenia siły przetargowej Unii Europejskiej przez pryzmat istniejących instytucji sektora energetycznego, przeanalizować stosowane modele rynkowe oraz ocenić ich zasadność i adekwatność względem proponowanych założeń. Analiza wydaje się szczególnie istotna, biorąc pod uwagę, że w roku 2013 UE zaimportowała 306 mld m<sup>3</sup> gazu, co stanowiło 67% jej konsumpcji i pochłonęło ok. 95 mld euro. Warto zauważyć, że 27%



importu pochodziło z jednego kierunku – Rosji, a na terenie UE istnieje nadal wiele tzw. wysp energetycznych – krajów zależnych od jednego kierunku dostaw.

## WSPÓLNE ZAKUPY GAZU – PRZESZKODY I ROZWIĄZANIA

Wprowadzenie unii energetycznej w obszarze zakupów gazu ziemnego bez względu na jej ostateczny kształt musi odbywać się z uwzględnieniem interesów wszystkich państw członkowskich. Być może, interesy te nie zostały uwzględnione w jednakowym stopniu, ponieważ już na etapie przedstawienia koncepcji pojawiły się opinie kwestionujące możliwość wprowadzenia ich w życie.

### Konkurencja i swoboda działalności na rynku gazu

Wprowadzenie modelu wspólnej polityki zakupów gazu bez wątplenia byłoby zmianą w funkcjonowaniu rynku gazu na terenie Unii Europejskiej. Już dziś różne czynniki – np. wyjątki od zasady TPA – sprawiają, że na rynku nie ma nieograniczonej konkurencji. Poza tym idea *consumer welfare*, leżąca u podstaw prawa konkurencji, wskazuje osiągnięcie dobrobytu konsumentów jako główny cel regulacji prawnej, a niska cena produktu powinna być istotnym kryterium oceny konkurencji na rynku.

Na płaszczyźnie cenowej efektem, jaki wywoła wprowadzenie wspólnej polityki zakupów gazu, będzie spadek cen gazu – korzystny dla użytkowników końcowych: osób fizycznych oraz przemysłu. Jeśli zaś chodzi o kształt rynku, to w zależności od modelu mogłaby powstać giełda, organ quasi-regulacyjny lub sieć współpracy. Część z nich – jak np. pool giełdowy – to rozwiązania czysto konkurencyjne, a część to modele regulacyjne.

Należy pamiętać, że oprócz pełnej konkurencji na rynkach wprowadzana jest regulacja sektorowa, która pozwala chronić inne wartości, takie jak bezpieczeństwo czy ochrona konsumenta. Wobec takich *market failures* wprowadza się ograniczenia o różnym poziomie restrykcyjności, które wraz z rozwojem sektora wycofuje się lub minimalizuje. Taką właśnie funkcję mogłyby pełnić wspólne zakupy gazu, pozwalając zachować konkurencyjne rynki w obszarach, w których funkcjonują bez zakłóceń – np. liberalizowane rynki detaliczne, a ingerując w rynek hurtowy związany z importem gazu spoza UE, wymagający uwzględnienia innych wartości. W takim sensie wprowadzenie wspólnych zakupów gazu dałoby się pogodzić z europejskimi przepisami prawa konkurencji.

### Zgodność z regulacjami WTO

Układ Ogólny w sprawie Taryf Celnych i Handlu z 1947 r. (porozumienie GATT) nakłada na sygnatariuszy zakaz wprowadzania nieuzasadnionych ograniczeń importu i eksportu produktów we wzajemnych relacjach. Obrót surowcami naturalnymi w rozumieniu WTO podlega regulacjom handlu międzynarodowego i jako taki powinien być prowadzony w sposób niedyskryminacyjny<sup>1</sup>. Możliwe byłoby wprowadzenie wspólnej polityki zakupów gazu w sposób zgodny z podstawami prawnymi układu. Bez względu na obrany model rynku, przy prowadzeniu wspólnej

polityki zakupów gazu nie będzie dochodziło do ograniczenia importu. Zawierane transakcje odbywałyby się według zasad rynkowych i opierały na wyborze najbardziej opłacalnego dostawcy w sposób niedyskryminujący poszczególnych dostawców.

### Polityka klimatyczna

Zmiana modelu importowania gazu na rynek UE nie podważyłaby prowadzonej przez UE polityki klimatycznej. Biorąc pod uwagę, że w 2013 roku w krajach UE zużyto 462 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, marginalizacja jego roli w najbliższych latach nie jest realna. Zwiększenie potencjału negocjacyjnego państw członkowskich nie wpływa na ich uzależnienie od paliw kopalnych, a raczej pozwala zoptymalizować ponoszone corocznie koszty. Niskie ceny gazu mogą wspierać rozwój energetyki odnawialnej oraz stanowić alternatywę dla państw o wysokim uzależnieniu od węgla. Jest to zgodne z polityką ograniczającą emisję dwutlenku węgla.

Prowadzenie aktywnej polityki klimatycznej nie oznacza rezygnacji przez UE z aktywnej polityki gospodarczej w innych obszarach. Z końcem 2010 r. przyjęto rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. W maju KE wydała komunikat „Europejska strategia bezpieczeństwa energetycznego”, sygnalizujący potrzebę zwiększenia stabilności dostaw. Pokazuje to, że aktywna polityka UE, skierowana na bezpieczeństwo energetyczne wspólnoty, może być prowadzona niezależnie od niskoemisyjnej polityki klimatycznej. Proponowaną koncepcję należy traktować jako jeden z elementów wielotorowej polityki gospodarczej, której celem jest także zapewnienie stabilnego rozwoju gospodarczego państw członkowskich.

### Istnienie podstaw traktatowych

Przeciwnicy projektu wspólnych zakupów podnoszą, że do wprowadzenia tak daleko idących zmian potrzebne byłyby wyraźne podstawy w traktatach. Wprowadzenie wspólnych zakupów jest znaczącą zmianą w funkcjonowaniu rynków energii państw członkowskich, należy jednak pamiętać, że do czasu zmian wprowadzonych traktatem z Lizbony (2007) polityka klimatyczna i energetyczna prowadzone były bez upoważnienia traktatowego na mocy konsensu politycznego. Ponadto, omawiana koncepcja jest działaniem zmierzającym do pogłębienia współpracy gospodarczej, co jest zgodne z głównymi założeniami polityki gospodarczej UE. Nie należy także zapominać, że Unia Europejska w obecnym kształcie powstała na fundamentach Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali, której celem była kontrola produkcji surowców uznawanych za strategiczne przez niezależną ponadnarodową organizację. W tym świetle wspólne zakupy gazu są pomysłem nawiązującym do korzeni integracji europejskiej i nie wymagałyby wprowadzenia zmian w traktatach.

### PROPONOWANE MODELE RYNKU Dobrowolne wspólne zakupy gazu

Najprostszym w realizacji modelem jest wprowadzenie mechanizmu dobrowolnych zakupów gazu w ramach współpracy

państw członkowskich. Opiera się on na wspólnym uczestnictwie w negocjacjach, a więc zwiększeniu wolumenu negocjowanego kontraktu, co skutkuje poprawą pozycji negocjacyjnej nabywców i wpływa na obniżenie cen.

Model jest prosty w implementacji, opiera się na swobodzie kontraktowania, istniejącej infrastrukturze przesyłowej i nie wymaga zmian legislacyjnych (potrzebna byłaby analiza zgodności z europejskim prawem konkurencji). Brakuje jednak w nim bodźca zachęcającego do uczestniczenia w zakupach firm z państw o relatywnie wysokiej dywersyfikacji dostaw, prowokując do współpracy regionalnej. Nie wykorzystuje tym samym potencjału Unii Europejskiej jako masowego nabywcy.

W obecnym modelu Komisja Europejska włącza się w indywidualne negocjacje z dostawcami. Skuteczność modelu dobrowolnych wspólnych zakupów podniosłaby analogiczna rola KE jako przedstawiciela wielu nabywców. Taki mechanizm pozytywnie wpłynąłby na współpracę między państwami i mógłby spowodować, że dalsza integracja rynków gazu byłaby łatwiejsza na poziomie politycznym i biznesowym.

## Pool energetyczny

Na rynkach obrotu energią można wyróżnić kilka modeli kontraktowania. Ciekawym rozwiązaniem, stojącym w opozycji do obecnie stosowanych kontraktów bilateralnych, jest pool energetyczny. Pool jest rynkiem, na którym dostawcy określają, ile energii po zdefiniowanej cenie są w stanie dostarczyć, a poszczególni odbiorcy określają model nabycia. Dokładny sposób określenia ceny energii w poolu oraz obowiązkowy charakter zależy od zawartej pomiędzy wszystkimi uczestnikami poolu umowy. Specyficzna jest rola operatora sieci przesyłowej, który wybiera wytwórcę oferującego energię po najniższej cenie jako dostawcę w danej transakcji, a pozostali wytwórcy energii otrzymują opłatę za moc (*capacity payment*), wyrównującą koszty utrzymywania infrastruktury w gotowości do produkcji. Analogicznie do rynku energii elektrycznej, na rynku gazu wytwórcami byłiby dostawcy gazu spoza UE, konkurujący ceną i wybierani przez odpowiedni podmiot (operatora systemu przesyłowego lub regulatora) do zawarcia transakcji.

W przeciwieństwie do kontraktów bilateralnych, cena energii w poolu nie opiera się tylko na określonym popycie, ale jest wypadkową zgłoszonego do operatora systemu przesyłowego popytu i zróżnicowanych kosztów wytworzenia energii przez producentów. Pool jest rynkiem konkurencyjnym – producenci konkurują pomiędzy sobą ceną, natomiast dzięki mechanizmowi opłat za moc zapewnia stabilne dostawy energii i optymalne wykorzystanie mocy wytwórczych.

Pool może funkcjonować w kilku odmianach, w zależności od stopnia integracji infrastruktury przesyłowej i skomplikowania struktury transakcyjnej. Może przybrać formę giełdy, na której działają różnego rodzaju rynki – fizyczne, finansowe dnia bieżącego, dnia następnego lub tak jak w przypadku poolu w Wielkiej Brytanii, działającego w latach 1990–2001, rynkiem fizycznym sterowanym przez operatora systemu przesyłowego. Bez względu na formę poolu, potrzebny jest podmiot zarządzający – odpowiednio operator sieci przesyłowej lub regulator rynkowy. Wśród organów regulacyjnych z kolei można rozróżnić formy nadzoru *stricte* giełdowego (jak w przypadku

giełdy EEX w Lipsku) lub nadzoru nad poszczególnymi rynkami – fizycznymi, spotowymi, kontraktów długoterminowych. W tych ostatnich przypadkach kompetencje nadzorcze rozdzielone są pomiędzy energetyczne organy regulacyjne i nadzorujące rynki finansowe. Należy pamiętać, że bez względu na dokładny model poolu, istnieje potrzeba przypisania odpowiednim organom takiej kompetencji.

Pool energetyczny funkcjonują już na rynkach energetycznych w ramach Unii Europejskiej. Skandynawski Nord Pool, na którym działa 370 przedsiębiorstw z 20 krajów, integrując znaczną część handlu energią elektryczną w basenie Morza Bałtyckiego, Europejska Giełda Energii (European Energy Exchange) z siedzibą w Lipsku, na której zresztą istnieją rynki gazu ziemnego, czy giełda OMEL w Hiszpanii – częściowy power pool, są tego dobrym przykładem.

Koncepcja poolu gazowego jako kreatora hurtowego europejskiego rynku gazu mogłaby być poważnie rozważana jako rozwiązanie promujące konkurencję oraz budujące silniejszą wspólnotę europejską jako wspólnotę interesów. Co równie istotne, to rozwiązanie może znacznie ułatwić inwestycje i zarządzanie infrastrukturą sieciową (doprowadzającą gaz do Europy) czy inwestycje i wydobycie gazu poza UE.

## Wspólna polityka dostaw gazu

Alternatywnym do poolu modelem mogłoby być rozwiązanie analogiczne do polityki dostaw uranu, realizowanej przez państwa członkowskie. Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Energii Atomowej z 25 marca 1957 roku (tzw. Traktat EURATOM) postanawia, że materiały jądrowe będą udostępniane w ramach wspólnej polityki dostaw na zasadzie równego dostępu państw członkowskich, a w przypadku transakcji wewnątrzspółnotowych ceny muszą być ustalane w wyniku równoważenia dostaw względem popytu z jednakowym traktowaniem wszystkich użytkowników.

Utworzona na podstawie traktatu Agencja Dostaw Euratomu (Euratom Supply Agency – ESA) ma prawo opcji w odniesieniu do nabywania materiałów jądrowych wytworzonych na terytorium państw członkowskich oraz wyłączne prawo do zawierania kontraktów na dostawę materiałów jądrowych i usług cyklu paliwowego, pochodzących ze źródeł zewnętrznych. Ponadto, ESA zajmuje się monitorowaniem rynków uranu i usług cyklu paliwowego, a w sytuacjach zagrożenia dostaw może inicjować tworzenie zapasów uranu. Nie mniej ważne jest to, że ESA stwarza na forum Komitetu Doradczego warunki dla wzajemnej wymiany informacji i współpracy między nabywcami. Szczególnie ta ostatnia funkcja powoduje, że model ESA warto przeanalizować. Wprowadzenie podobnego modelu na rynku gazu mogłoby przebiegać w dwóch fazach – pierwszej, obowiązkowej, gdzie wspólne zakupy gazu są koordynowane przez regulatora rynkowego, oraz drugiej, dopuszczającej kontrakty bilateralne monitorowane przez regulatora, a nabywcy mogą korzystać z autorytetu i doświadczenia organu regulacyjnego. Ten włączałby się tylko, gdy zawierane umowy nie gwarantowałyby odpowiedniego poziomu cen i stabilności.

Wprowadzenie analogicznego modelu w odniesieniu do rynku gazu wiąże się z wyposażeniem odpowiedniej agencji Komisji Europejskiej w uprawnienia organu regulacyjnego. Kwestią

do rozstrzygnięcia pozostaje wybór pomiędzy przydzieleniem tej kompetencji Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji, Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) lub specjalnie utworzonemu podmiotowi.

Proponowany model wymagałby wprowadzenia wiążących przepisów administracyjnych, zmuszających państwa członkowskie do uczestnictwa przynajmniej w pierwszej fazie kształtowania rynku, jednak pozwala w sposób najbardziej efektywny i przewidywalny wzmocnić pozycję przetargową Unii Europejskiej w stosunkach z zewnętrznymi dostawcami gazu.

## WDROŻENIE KONCEPCJI

Z prawnego punktu widzenia wdrożenie jakiegokolwiek modelu wspólnych zakupów musiałyby się rozpocząć od analizy umów zakupu gazu przez odbiorców europejskich. Pozwoliłoby to na ustalenie zasad i warunków działania hurtowego rynku gazu. Umowy te powinny zostać poddane analizie zwłaszcza z punktu widzenia okresu obowiązywania, formuł cenowych, zasad przenoszalności (cesja), możliwości i terminów wypowiedzenia, klauzul renegotjacji warunków oraz klauzuli zmiany prawa. Mając na uwadze włączenie przedstawicieli Komisji Europejskiej do negocjacji gazowych pomiędzy europejskimi odbiorcami gazu (w Polsce i Litwie) oraz Gazpromem, istnieją instrumenty prawne na gruncie europejskiego prawa konkurencji, pozwalające na przeprowadzenie takich analiz.

Pełna analiza postanowień umów gazowych z dostawcami zewnętrznymi powinna umożliwić dyskusję nad teoretycznie możliwymi rozwiązaniami oraz ocenę skuteczności poszczególnych z nich. Na końcu pozostaje wprowadzenie wybranego modelu odpowiednimi zmianami w legislacji.

Należy też wziąć pod uwagę, że jeśli potencjał negocjacyjny państw członkowskich ma ulec znaczącemu powiększeniu, wybrane rozwiązanie musi dążyć do maksymalnie szerokiego

udziału państw członkowskich. Ze względu na to najlepszym i najbardziej przewidywalnym rozwiązaniem wydaje się model wspólnej polityki zakupów gazu, wzorowany na Agencji Dostaw Euratomu, jako obowiązkowy i oparty na wiążącej legislacji.

\*\*\*

Wydaje się, iż koncepcja zwiększenia siły przetargowej odbiorców gazu w Europie wobec dostawców spoza UE może i powinna zostać zrealizowana. Zmiennymi parametrami w tym zakresie byłyby tempo wzmocnienia pozycji przetargowej europejskich odbiorców oraz rola Komisji Europejskiej. Ta ostatnia byłaby zapewne wypadkową przywództwa europejskiego oraz woli zrealizowania projektu. Jak podkreśla Sami Andoura, Senior Research Fellow z instytutu Jacquesa Delorsa „Nasza Europa” oraz profesor w College d’Europe w Brugii, istotne jest zachowanie wspólnotowego charakteru projektu. Wprowadzona w taki sposób współpraca, dzięki obiektywnemu kierownictwu Komisji Europejskiej pozwoli zachować efektywność oraz odpowiedni stopień nadzoru nad funkcjonowaniem rynku.

Proponowane zmiany nie narzucają państwom członkowskim integracji w sposób sztuczny. Podobne inicjatywy na mniejszą skalę funkcjonują już dzisiaj – jak przytoczone wcześniej regionalne giełdy energii. Są efektem naturalnego rozwoju rynku i dążenia do stabilności dostaw. Konsekwentny rozwój współpracy w dziedzinie rynków gazu ziemnego byłby następnym krokiem w rozwoju integracji europejskiej.

**Tomasz Chmal,  
Mateusz Zawistowski**

**Tomasz Chmal jest adwokatem, partnerem w White & Case w Warszawie.**

**Mateusz Zawistowski jest prawnikiem w White & Case w Warszawie.**

# Co by było gdyby...

**Ernest Wyciszekiewicz**

Gaz ziemny towarzyszy obecnemu konfliktowi rosyjsko-ukraińskiemu od samego początku. Konieczna jest zatem refleksja: co by było, gdyby..., czyli słów kilka o następstwach wstrzymania przez Rosję dostaw gazu do Unii Europejskiej.

**P**od koniec maja Komisja Europejska przyjęła komunikat w sprawie bezpieczeństwa energetycznego, w którym znalazł się m.in. postulat opracowania środków mających zmniejszyć wrażliwość UE na zakłócenia dostaw rosyjskiego gazu jako możliwego skutku toczącego się konfliktu.

Rada Europejska dała zielone światło i na początku lipca KE skierowała do państw członkowskich (poza nimi również do Szwajcarii i Turcji), stron Wspólnoty Energetycznej (skupiającej państwa Bałkanów Zachodnich) i Gruzji wnioski o przygotowanie analiz wpływu zakłóceń o różnej skali na ich rynki, wraz z narzędziami umożliwiającymi zaradzenie niedoborom. W połowie października KE opublikowała komunikat podsumowujący badania oraz kilka raportów szczegółowo analizujących poszczególne regiony. *Post factum* potrzebę przeprowadzenia symulacji potwierdziły mniejsze od nominowanych dostawy gazu z Rosji do kilku państw Europy Środkowej we wrześniu i październiku, które doprowadziły m.in. do czasowego wstrzymania dostaw rewersowych z Polski do Ukrainy.

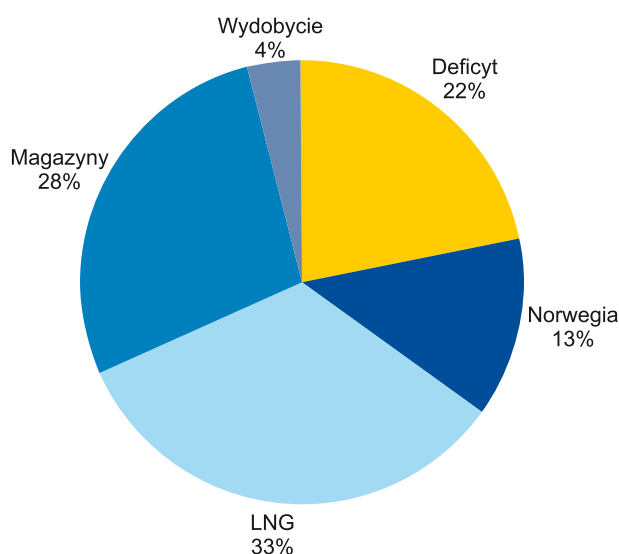


Dokument KE jest ważny, bowiem po raz pierwszy na poważnie instytucje europejskie zajęły się scenariuszem całkowitego wstrzymania dostaw z Rosji, pokrywających 39% unijnego importu gazu. Coś, co jeszcze do niedawna wydawało się nie do pomyślenia, stało się punktem wyjścia do szczegółowych analiz. Jako że nic nie wskazuje, aby konflikt rosyjsko-ukraiński miał się wkrótce zakończyć, wyniki tych symulacji mają istotne znaczenie dla planowania narodowych i unijnych działań w celu obniżania wrażliwości sektora gazowego na wstrząsy zewnętrzne, a tym samym dla poprawy poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

## STRATEGICZNA KOORDYNACJA CZY KRÓTKOWZROCZNA KALKULACJA STRAT I KORZYŚCI?

Testy przeprowadzono w odniesieniu do scenariuszy przewidywających jedno- i sześciomiesięczne 1) zablokowanie importu gazu płynącego przez Ukrainę i 2) całkowite wstrzymanie importu gazu z Rosji. Komisja zajęła się głównie analizą skutków drugiego wariantu.

Wykres 1. Źródła mogące zastąpić rosyjski gaz



Źródło: Communication of the Commission to the European Parliament and the Council on the short term resilience of the European gas system, Brussels 16.10.2014.

Symulacja wykazała, że na rynkach europejskich zabraknie od 5 do 9 mld m<sup>3</sup> (1–2% unijnego zużycia) gazu. Wykorzystując istniejącą infrastrukturę i optymistycznie zakładając, że sytuacja na rynku gazowym będzie niezmienna, niedostarczony rosyjski gaz mógłby być zastąpiony przede wszystkim przez import LNG oraz uruchomienie magazynów.

Skutki kryzysu były poza tym analizowane pod kątem dwóch możliwych strategii państw członkowskich – kooperacyjnej (zakładającej względnie równy podział obciążeń w imię zasady solidarności) bądź niekooperacyjnej (oznaczającej działania na własną rękę, bez uwzględniania ich wpływu na sąsiadów). Jak zmienia się skala oddziaływania zakłóceń w zależności od wyboru strategii – ilustrują zamieszczone mapy.

W przypadku braku współpracy po kilku miesiącach wystąpiłyby poważne niedobory w wysokości 40% lub większej w przypadku Bułgarii, Rumunii, a w państwach spoza UE – w Serbii i Macedonii. Trudności o nieco mniejszej skali dotknęłyby Litwę, Estonię i Finlandię. Następnie ucierpiałyby Węgry i Polska – odpowiednio 30 i 20%. Natomiast działania solidarne w sposób istotny zmniejszyłyby skalę problemów wspomnianych krajów, ale jednocześnie rozszerzyłyby terytorialny zasięg oddziaływania kryzysu. Poważne zakłócenia byłyby ograniczone do Bułgarii, Estonii, Macedonii i Serbii. Pozostałe państwa byłyby w stanie zaspokoić zapotrzebowanie dzięki istniejącej infrastrukturze (magazyny i interkonektory) i koordynacji działań. W scenariuszu kooperacyjnym mogłyby uierpieć również Czechy, Austria, Niemcy, Włochy i Słowacja, ale z ograniczeniami poradziłyby sobie same mechanizmy rynkowe. Bez odpowiedzi pozostaje jednak pytanie: czy państwa członkowskie będą zdolne do wyboru scenariusza kooperacyjnego, który w długim okresie jest korzystniejszy dla wszystkich, ale w krótkim generuje koszty możliwe do uniknięcia dzięki egoistycznym działaniom? To jest w istocie klucz do całej unijnej polityki energetycznej, zwłaszcza w odniesieniu do relacji z Rosją, która nieustannie działa na rzecz wzmocnienia wewnątrz europejskich podziałów.

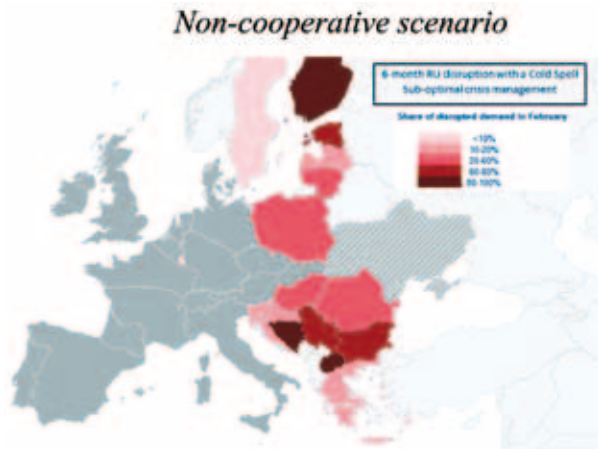
## REKOMENDACJE

Komisja wymienia wiele instrumentów z zakresu prewencji i reagowania kryzysowego, począwszy od podziemnych magazynów, przez dostęp do innych źródeł zewnętrznych, po zwiększanie wydobycia własnego (w UE obecnie niewykonalnego). Nie wszystkie państwa członkowskie dysponują równym potencjałem, toteż niezbędne jest wypracowanie wspólnotowej i regionalnej odpowiedzi.

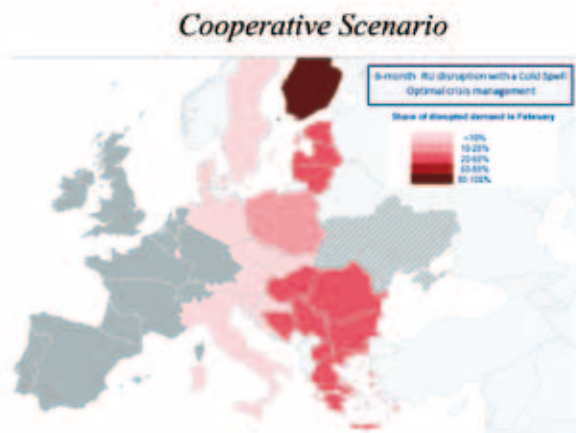
Podziemne magazyny mogą na przykład służyć równoważeniu popytu i podaży na poziomie szerszym niż tylko krajowy. Można rozważyć – tam, gdzie jest to możliwe z technicznego punktu widzenia – wspólne metody zarządzania alokacją zgromadzonego w nich gazu w czasie ewentualnego kryzysu, gdy przewidziane zimowym harmonogramem uwalnianie zapasów jest niewystarczające. Ważne, żeby nie dochodziło do zapełniania magazynów kosztem realizacji zaplanowanych dostaw do innych członków UE. Komisja zaleca traktowanie magazynów jako narzędzia interwencji państwa, jako ostatnią deskę ratunku, wskazując że ich zbyt szybkie i niekonsultowane opróżnienie może zakłócić funkcjonowanie rynku i rodzić negatywne skutki w kolejnym sezonie grzewczym, jeśli kryzys się nie skończy.

Braki na rynku można, oczywiście, uzupełnić dzięki importowi z innych źródeł, obecnie głównie z rynku LNG. Wiele terminali odbiorczych pracuje dziś poniżej możliwości, a ostatnie spadki cen na rynkach azjatyckich poprawiły nieco opłacalność sprzedaży LNG do UE. Problemem jest jednak usytuowanie infrastruktury (wybrzeże Oceanu Atlantyckiego bądź Morza Śródziemnego), co przy istniejących wąskich gardłach, jeśli chodzi o połączenia międzysystemowe, utrudnia albo uniemożliwia zaopatrywanie najbardziej narażonych rynków. Sytuacja ulegnie pewnej poprawie po uruchomieniu pływającego terminalu w Kłajpedzie i zaplanowanym na 2015 r. otwarciu terminalu w Świnoujściu.

1. Skala oddziaływania kryzysu w sytuacji zarządzenia kryzysowego „na własną rękę”



2. Skala oddziaływania kryzysu w sytuacji wyboru wariantu kooperacyjnego



Badanie ujawniło dwie główne słabości UE, jeśli chodzi o krótkookresowe dostawy gazu: spóźnienia w realizacji istotnych projektów infrastrukturalnych z braku wsparcia politycznego czy niewystarczającej współpracy transgranicznej (interkonektory grecko-bułgarski, rumuńsko-bułgarski, bułgarsko-serbski, mołdawsko-rumuński i węgiersko-słowacki) oraz niedostatecznego skoordynowania narodowych strategii w zakresie bezpieczeństwa dostaw.

Komisja zaleca regionalną koordynację działań antykryzysowych i rekomenduje, aby wszyscy przestrzegali odpowiedniej hierarchii działań. Mechanizmy rynkowe powinny stanowić pierwszą linię obrony. Dopiero, gdy rynek przestanie sobie radzić z deficytem, powinny być użyte narzędzia interwencyjne, ale również w sposób zsynchronizowany.

Sygnal w postaci wzrostu cen powinien czynić z rynku UE bardziej atrakcyjnego klienta dla dostawców LNG, a wywołany deficytem wzrost cen w państwach objętych kryzysem powinien z kolei wymuszać przepływy w ramach UE. Warunkiem jest, oczywiście, istnienie infrastruktury technicznej i jednolitego środowiska regulacyjnego. Wahaniami cen promowałyby ponadto optymalne wykorzystanie magazynów do równważenia popytu i podaży, mobilizowałyby do przestawiania się tam, gdzie to możliwe, na inne paliwa (*fuel-switching*) bądź motywowałyby do racjonalizacji zużycia.

Ważne, aby państwa członkowskie opierały się pokusie blokowania przepływów transgranicznych z obawy przed wzrostem cen na rynku krajowym, który często stanowi usprawiedliwienie interwencji pod pretekstem troski o bezpieczeństwo. Z drugiej strony, najbardziej narażone państwa nie mogą z założonymi rękami czekać na wsparcie sąsiadów i UE, ale muszą same inwestować w bezpieczeństwo. Komisja w załączniku do komunikatu zawarła kilkadziesiąt konkretnych zaleceń dla

**Sygnal w postaci wzrostu cen powinien czynić z rynku UE bardziej atrakcyjnego klienta dla dostawców LNG, a wywołany deficytem wzrost cen w państwach objętych kryzysem powinien z kolei wymuszać przepływy w ramach UE.**

najbardziej wrażliwych państw (Litwa, Łotwa, Estonia, Węgry, Bułgaria, Rumunia, Grecja, Chorwacja). W ten sposób KE chce ograniczyć zjawisko „jazdy na gąsienicy”, czyli chęć przerzucenia kosztów działań prewencyjnych i antykryzysowych na partnerów. Kluczem do powodzenia jest rzeczywista solidarność, czyli świadoma zgoda wszystkich państw na poniesienie dodatkowych kosztów w celu ulżenia innym, mimo możliwości ich uniknięcia.

## KONKLUZJE W ŚWIETLE KONFLIKTU ROSYJSKO-UKRAIŃSKIEGO

Polityka gazowa Rosji wobec UE po raz kolejny okazuje się strzałem w stopę. Gazprom skutecznie obniża swoją wiarygodność, dowodząc, że jest zdolny do narażenia bezpieczeństwa europejskich konsumentów w imię bieżących interesów korporacji bądź państwa. Monopolista wciąż jest aktywnym graczem lobbingsowym w Brukseli, Berlinie, Rzymie i Paryżu, ale grono jego otwartych sojuszników w środowiskach politycznych i biznesowych UE jest węższe niż przed kilku laty. Przyczyną jest kontrprodukcyjna polityka „dziel i rządź”, która, przynosząc drobne sukcesy (Węgry, Austria), skutkuje postępującą utratą zaufania reszty odbiorców. Pogłębianie współpracy z rosyjskim dostawcą jest obarczone coraz wyższym ryzykiem, zwłaszcza biorąc pod uwagę niekorzystne uwarunkowania rynkowe (stagnacja popytu w UE, konkurencja ze strony węgla i źródeł odnawialnych, wpływ wzrostu produkcji w USA na formowanie cen w Europie). Nie będzie więc nadmiernie ryzykowna teza, że stopniowa konsolidacja państw UE w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw gazu jest w dużej mierze „zasługą” rosyjskiego monopolisty.

**Ernest Wyciszkievicz**

**Autor jest zastępcą dyrektora Centrum Polsko-Rosyjskiego Dialogu i Porozumienia.**

# Dyplomacja wzmacnia wspólny rynek energii

Rozmowa z **Katarzyną Kacperczyk**,  
podsekretarzem stanu  
w Ministerstwie Spraw Zagranicznych



**Zmienia się globalna mapa energetyczna, a interakcje pomiędzy poszczególnymi rynkami i paliwami, a także cenami, intensyfikują się. Tym samym rośnie rola zagranicznej polityki ekonomicznej. MSZ wykazuje aktywność w tym zakresie, proszę zatem o pokazanie kulis tych kontaktów i udziału w procesach decyzyjnych ważnych dla rynku energii w Polsce. A na forum UE – kiedy będziemy mieli wspólną politykę gospodarczą, będącą podwaliną dla polityki energetyczno-klimatycznej UE?**

Bezpieczeństwo energetyczne przesuwają się obecnie coraz wyżej w agendzie politycznej większości rządów i wielu organizacji międzynarodowych, czego przykładem jest np. powołanie specjalnego komisarza ds. unii energetycznej KE. Aktywność MSZ na tym polu jest wielowymiarowa. Tylko w 2014 r. MSZ zorganizował ponad 20 misji zagranicznych, w których wzięło udział ponad 200 polskich przedsiębiorstw, w tym z branży energetycznej (wizyty m.in. w USA, Kanadzie, Indiach, Wietnamie). Kładziemy również silny nacisk na rozwój współpracy dwustronnej z kluczowymi graczami zarówno w UE, jak i na świecie, na analizę rynków energetycznych w wymiarze geostrategicznym i globalnym oraz na aktywny udział w procesie decyzyjnym na forum UE oraz innych organizacji międzynarodowych.

Z kolei budowa wspólnej polityki gospodarczej w UE, która – jak pan to ujął – będzie podwaliną dla polityki energetyczno-klimatycznej UE, to proces ciągły. Jednakże – w związku z zobowiązaniami podjętymi przez Radę Europejską w latach ubiegłych – można powiedzieć, że lata 2014 i 2015 stanowią kulminacyjną fazę realizacji budowy wspólnego rynku energii, z uwzględnieniem nowych ram polityki klimatycznej do roku 2030.

Tematy unii energetycznej i europejskiej polityki klimatycznej niewątpliwie się przeplatają. Nigdy nie ukrywaliśmy, że możliwość utrzymania udziału węgla w miksie energetycznym Polski to kwestia naszego bezpieczeństwa energetycznego. Należy jednak zwrócić uwagę na różną perspektywę czasową obu tych zagadnień. Kiedy mówimy o bezpieczeństwie energetycznym w krótkim okresie, mamy na myśli ostatnie wydarzenia na Ukrainie i ich potencjalne konsekwencje dla bezpieczeństwa energetycznego UE już w perspektywie nadchodzącej zimy 2014–2015 i dostaw gazu w tym okresie. Jeśli chodzi natomiast o politykę klimatyczną, sytuacja przedstawia się zupełnie inaczej. Mówimy tu o działaniach w perspektywie lat 2020–2030 i o długofalowych skutkach tych rozwiązań dla gospodarek i społeczeństw poszczególnych państw członkowskich, które w związku z tym wymagają dogłębnej i wielokierunkowej analizy.

**Na forum UE byliśmy inicjatorami europejskiej unii energetycznej, a nasze propozycje w większości zostały uznane. Jaki jest stan prac nad tym projektem, w jakich punktach mamy sojuszników, a które są – i przez kogo – kontestowane? Jest szansa na sukces w tej walce o unię energetyczną? Donald Tusk, będąc premierem RP, nakreślił wizję wspólnoty zakupów gazu ziemnego. Czy to ma jakieś dalsze reperkusje i nowy bieg, od kiedy D. Tusk jest w Brukseli?**

Nic porozumienia z takimi państwami, jak Hiszpania, Portugalia czy Francja dowodzi, że polska inicjatywa ma wymiar ponadregionalny i odpowiada na horyzontalne problemy Europy. Rozwiązania proponowane przez Polskę i przeniesione do europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego rozwiązują nie tylko problemy państw Europy Środkowo-Wschodniej, takich jak państwa bałtyckie czy partnerzy z Grupy Wyszehradzkiej, ale też pozostałych członków UE. Na przykład ewentualne niedobory gazu w naszym regionie można by pokryć dzięki wykorzystaniu zapasów zmagazynowanych w Niemczech czy Francji, a je z kolei zasilić gazem LNG dostarczonym do licznych, nie w pełni wykorzystywanych terminali LNG na Półwyspie Iberyjskim. To kolejny dowód na to, że nasze propozycje mają wymiar uniwersalny, a rozwiązaniem problemu zagrożenia ciągłości dostaw gazu na wschodniej granicy UE może być optymalne wykorzystanie potencjału alternatywnych źródeł na jej zachodniej granicy.

Od początku spodziewaliśmy się, że nie będzie łatwo przekonać do naszych propozycji państwa, w których najwięksi odbiorcy gazu zdołali samodzielnie zbudować silną pozycję wobec dostawców zewnętrznych, zapewniając sobie dzięki temu niższe ceny importowanego gazu. Takie kraje, jak na przykład Wielka Brytania i Niemcy, charakteryzują się rozwiniętym i wysoce zdyspersyfikowanym rynkiem gazu, o czym najlepiej świadczy względnie wysoki wolumen gazu obracany na giełdach i hubach. Ale znajdujemy wiele wspólnych interesów. Polska, podobnie jak Niemcy czy Wielka



Brytania, opowiada się za ceną rynkową, a nie ustalaną w drodze politycznego arbitrażu – jednakże do tego celu poszukujemy rozwiązań tworzących równe reguły gry i maksymalizujących korzyści dla całej UE, nie tylko wybranych dużych firm i rozmawiamy o nich z partnerami ze wszystkich państw członkowskich, w tym dystansujących się od niektórych polskich propozycji. Państwa te, mimo wyjściowych wątpliwości, pokazują gotowość i chęć kontynuacji tego dialogu. Co do kierunków podstawowych, takich jak wzmocnienie pozycji przetargowej czy wzrost przejrzystości na rynku gazu, mamy porozumienie. Do ustalenia pozostają szczegóły.

Cieszy nas, że koncepcja wspólnych zakupów z polskiej propozycji przekształciła się w koncepcję Komisji Europejskiej, popieranej przez M. Sefcovica, komisarza ds. unii energetycznej. Wdrażając wspólne zakupy gazu – zarówno jako środek na rzecz reagowania na zakłócenia dostaw gazu, jak i działania „na co dzień” – w różnych wariantach (obowiązkowy/woluntarystyczny udział) i zakresach (UE/regiony/wybrane państwa członkowskie), będziemy silniejsi wobec zewnętrznych dostawców.

**Integracja energetyczna Europy to przede wszystkim odpowiedź na wydarzenia za naszą wschodnią granicą. Dużo mówi się o relacjach UE–Rosja, a mało słyszalny jest głos Ukrainy i jej ocena sytuacji. Czy w tej kwestii inicjujemy jakieś działania, mamy pomysł na aktywizację Ukrainy?**

Przede wszystkim staramy się zachęcić naszych ukraińskich partnerów do jak najszybszego działania, podjęcia reform, zwłaszcza teraz, po wyborach parlamentarnych i po utworzeniu koalicyjnego rządu, kiedy nowa koalicja dysponuje nie tylko zdecydowaną większością (w parlamencie – konstytucyjną), ale i sporym wciąż potencjałem przyzwolenia społecznego na radykalne zmiany. To przyzwolenie, ten dobry czas na odważne działania, szybko minie, a problemy, jeśli nie będą rozwiązywane – nie znikną.

Deklarujemy gotowość wspierania Ukrainy we wdrażaniu reform sektora energii i łączeniu się z europejskim rynkiem energii. Praktycznym przykładem takiej pomocy jest funkcjonowanie rewersów gazowych z Polski (i Słowacji) na Ukrainę oraz pomoc ekspercka dla wdrażania reform. Analizujemy, wraz z Ukrainą, możliwości dalszej rozbudowy połączeń gazowych. Staramy się więc wychodzić naprzeciw oczekiwaniom i bieżącym potrzebom Ukrainy (jak w przypadku rewersu gazu na Ukrainę), ale podkreślamy, że najważniejsze są tam reformy wewnętrzne. Kraj ten potrzebuje implementacji już podpisanych umów oraz gruntownych reform sektora gazowego i elektroenergetycznego. Takie reformy przewidziane są w umowie koalicyjnej pięciu partii, które stworzyły niedawno nową większość w Radzie Najwyższej. Cieszy nas to, ale liczymy na realne, konkretne działania. Wzmacniamy przekaz do Kijowa, że im więcej reform podejmie strona ukraińska, tym większego wsparcia może się spodziewać.

**Ukraina otworzyła możliwość inwestowania w jej infrastrukturę gazową. Czy mamy pomysł na wykorzystanie tej możliwości? Czy w ogóle mamy jakieś scenariusze na współpracę z Ukrainą w segmencie energetycznym, szeroko rozumianym – od węgla po ropę i gaz?**

Jesteśmy zainteresowani współpracą energetyczną realizowaną w ramach standardów Wspólnoty Energetycznej. Stworzenie przez Ukrainę stabilnych ram prawnych i handlowych, sprzyjających inwestycjom energetycznym, jest istotnym czynnikiem wpływającym

na nasze zaangażowanie we wspólne projekty infrastrukturalne. Liczymy na skuteczne przeprowadzenie reform w zakresie zarządzania ukraińską infrastrukturą przesyłu gazu i efektywne wykorzystanie wsparcia udzielanego przez międzynarodowe instytucje finansowe i Unię Europejską.

Wdrożenie regulacji stworzy nie tylko impuls dla koniecznych inwestycji, ale także niezbędne warunki dla stabilnego przesyłu surowca z Rosji do Europy. Zdajemy sobie sprawę, że w obliczu toczących się działań zbrojnych na wschodzie kraju i trudnej sytuacji gospodarczej, implementacja *aquis communautaire* w obszarze energii oraz powziętych przez Ukrainę zobowiązań, zawartych w protokole akcesyjnym do Wspólnoty Energetycznej, może ulec opóźnieniu.

Chciałabym podkreślić, że Ukraina ma ogromny potencjał do wdrożenia technologii energooszczędnych, zarówno w przemyśle, jak i wśród odbiorców indywidualnych oraz w przedsiębiorstwach komunalnych. Energochłonność wciąż jest jedną z najwyższych na świecie – dwu- lub trzykrotnie wyższa niż w państwach Europy Środkowo-Wschodniej oraz sześć- lub siedmiokrotnie większa w porównaniu z najbardziej rozwiniętymi państwami Europy Zachodniej. Wiele naszych pozytywnych doświadczeń i rozwiązań z pewnością mogłoby być w sferze zainteresowania strony ukraińskiej. Dlatego zachęcam polskie przedsiębiorstwa do udziału w różnych projektach i przetargach.

**Jesteśmy związani z Rosją długoterminową umową gazową, podobnie jak wiele krajów europejskich. Grupa Wyszehradzka robi wiele, by tę „współzależność z konieczności” przekształcić we „współzależność z wyboru”, co od dawna postulował Barroso. Czy my, w Grupie V4, mamy inne zdanie? A może oni poruszają się bardziej w obszarze geoeconomii, a my tkwimy w okowach geopolityki?**

W ostatnich tygodniach intensywnie pracujemy nad wspólnym stanowiskiem Grupy Wyszehradzkiej w tym obszarze – w tym celu m.in. premier Ewa Kopacz spotykała się w Bratysławie ze swoimi odpowiednikami z grupy. Jesteśmy dobrej myśli – proszę pamiętać o następujących uwarunkowaniach i argumentach. Wyniki stres-testów wskazują, że działając wspólnie, będziemy w stanie dłużej radzić sobie z zakłóceniami dostaw i ograniczyć ich negatywne skutki w poszczególnych państwach Unii Europejskiej i jej sąsiadów, takich jak Ukraina. Stąd niezbędne jest opracowanie strategii skutecznego zarządzania instrumentami kryzysowymi ma poziomie Unii Europejskiej – w postaci unijnych planów zapobiegania i zarządzania kryzysem. Mamy nadzieję, że opracowywany właśnie plan dla regionu Grupy Wyszehradzkiej będzie inspiracją dla UE w tym zakresie. Większa przejrzystość na rynku gazu pozwoli na wyrównanie przewag negocjacyjnych, jakie dziś posiada dominujący na rynku dostawca, i zmniejszenie presji na odbiorców gazu w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, którzy zmuszeni są podejmować długoterminowe zobowiązania, niemające pokrycia w warunkach panujących na wolnym rynku. Potencjał dla zwiększenia przejrzystości na rynku gazu ma ulepszenie raportowania na poziomie regionów danych nt. warunków kontraktowych i eliminacja klauzul hamujących obrót gazem w ramach Unii Europejskiej. Takie dane i lista klauzul byłyby obiektywnym punktem odniesienia do negocjacji z dostawcami. Narzędzia polityki Unii Europejskiej powinniśmy wykorzystywać również, aby wspólnie rozmawiać

dokończenie na str. 60

# Udział gazu w *Energy Mix*

Wojciech Łyżwa, Błażej Olek, Michał Wierzbowski, Władysław Mielczarski

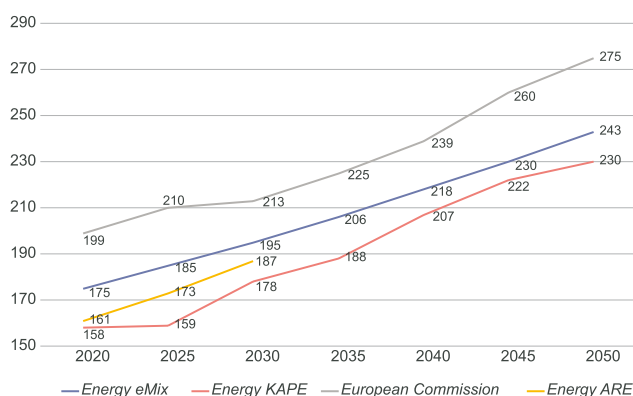
Jednym z głównych elementów polityki energetycznej, i to zarówno w wymiarze krajowym, jak i europejskim jest ustalenie, jakie technologie będą używane do produkcji energii elektrycznej w przyszłości. Nosi to nazwę *Energy Mix*. Prognoza taka jest bardzo trudna i wymagająca uwzględnienia elementów zarówno politycznych wspierania niektórych technologii, jak i ekonomicznych czy technicznych. Prezentowane w tym artykule symulacje *Energy Mix* dla Polski do roku 2050 zostały przeprowadzone za pomocą kompleksowego programu *eMix*, zbudowanego przez autorów artykułu.

## ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

O ile w czasach tzw. gospodarki planowej, a czasem nawet do dziś, starano się przewidzieć zużycie energii elektrycznej w przyszłości poprzez sumę prognoz cząstkowych dla określonych branż przemysłu, usług oraz gospodarstw indywidualnych, to obecnie w gospodarce rynkowej prowadzenie tego typu prognoz jest bardzo trudne. Dlatego najczęściej prognozę zużycia energii elektrycznej wiąże się ze wzrostem gospodarczym. Istnieje dobrze udokumentowana zależność pomiędzy wzrostem PKB a wzrostem zużycia energii elektrycznej. Mimo wielu postulatów prowadzenia gospodarki zrównoważonej, czyli takiej, przy której będzie następował jej wzrost, z jednoczesnym brakiem wzrostu lub nawet spadkiem zużycia energii elektrycznej, w dalszym ciągu rosnąca gospodarka powoduje również wzrost zużycia energii elektrycznej. Tym bardziej że w Polsce zużycie energii w przeliczeniu na głowę mieszkańca jest znacznie niższe w porównaniu z innymi krajami Unii Europejskiej.

Ostrożne prognozy zużycia energii elektrycznej wskazują, że jej wzrost będzie wynosił około 1% rocznie, przy założe-

Rys. 1 Prognozowane wzrosty zużycia energii elektrycznej rocznie.



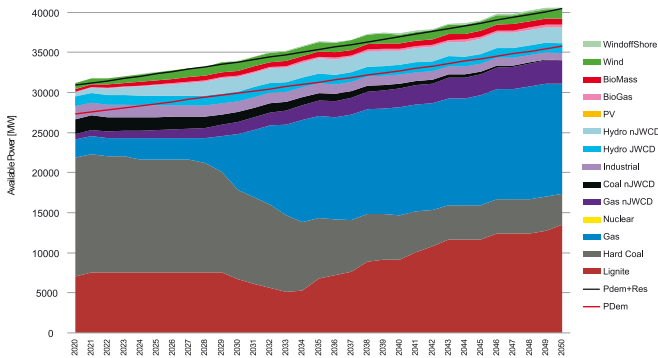
niu wzrostu PKB na poziomie 2,5–3% rocznie. Wraz ze wzrostem zużycia energii elektrycznej rośnie także zapotrzebowanie szczytowe na moc, występujące w Polsce szczególnie w okresie zimowym, w tzw. wieczornym szczycie zapotrzebowania w godzinach 19–20. W programie *eMix* przyjęto wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie 0,9% rocznie, podobnie jak przyjmują to inne instytucje zajmujące się prognozowaniem (rys. 1.). Dodatkowo, dla celów bilansowania zapotrzebowania na moc przyjęto, że wzrost mocy szczytowej będzie wynosił 1,1% rocznie. Jest to wielkość nieco niższa od wzrostów obserwowanych w ostatnich piętnastu latach.

## TWORZENIE POLITYKI ENERGETYCZNEJ

Polski rząd jest zobowiązany ustaleniami na poziomie UE do tworzenia i uaktualniania polityki energetycznej. Jest to prognoza rozwoju energetyki, która powinna uwzględniać nie tylko kierunki polityki europejskiej, ale również możliwości krajowe, zarówno techniczne, jak i ekonomiczne. Nie ma w zasadzie odpowiednich programów komputerowych, pozwalających w sposób kompleksowy zamodelować działanie energetyki dla celów budowy polityki energetycznej Polski. Dostępne i używane czasem programy symulacyjne zadanie to są w stanie spełnić tylko częściowo. Dodatkowym elementem jest brak odpowiedniej niezależnej instytucji, która mogłaby dostarczyć całkowicie wiarygodnych symulacji.

Pewnym przełomem w roku 2013 było uruchomienie przez Departament Analiz Strategicznych w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów programu symulacyjnego DAS, przeznaczonego do symulacji dla tworzenia i weryfikowania polityki energetycznej. Program DAS jest programem kompleksowym, opartym na programowaniu liniowym. Można mieć nadzieję, że jego dalszy rozwój uczyni z tego programu użyteczne narzędzie weryfikacji polityki energetycznej.

Rys. 2. Bilans mocy dla scenariusza węgla brunatnego



Jednak kompleksowe symulacje *Energy Mix* wymagają dodatkowego uwzględnienia wielu elementów technicznych, takich jak typoszeregi jednostek wytwórczych, ich możliwości regulacyjnych, co jest szczególnie ważne przy weryfikacji możliwości rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz uwzględnienia ograniczeń sieciowych. Biorąc te elementy pod uwagę i inspirację Ministerstwa Gospodarki, a także jego pomoc finansową, autorzy niniejszego artykułu na początku 2014 roku rozpoczęli budowę nowego, bardziej kompleksowego programu o nazwie *eMix*, który w okresie od sierpnia do października 2014 roku był używany do weryfikacji polityki energetycznej. Spośród kilkudziesięciu scenariuszy, wówczas symulowanych, wybraliśmy cztery najbardziej charakterystyczne w celu pokazania, jak może wyglądać rozwój elektroenergetyki w zależności od warunków, które mogą powstać w przyszłości.

## SYMULACJE PROGRAMEM *eMIX*

Program *eMix* dokonuje długookresowej symulacji możliwych opcji rozwoju energetyki w zależności od założonych warunków. Jest on oparty na programowaniu binarno-liniowym i korzysta z silnika optymalizacyjnego XPRESS firmy FICO. Programy optymalizacyjne XPRESS również są używane do różnego rodzaju optymalizacji przez PSE SA, w tym tworzenia planów koordynacyjnych. Obecnie bazy danych programu *eMix* zawierają wszystkie jednostki wytwórcze o mocach większych od 100 MW (JWCD) oraz typoszeregi nowych jednostek wytwórczych, jak np. 450 MW, 900 MW, 1000 MW czy 1600 MW. Program *eMix* optymalizuje całkowite koszty produkcji energii elektrycznej, biorąc pod uwagę koszty i poziomy emisji CO<sub>2</sub>, udział OZE i kogeneracji, bilanse mocy i energii elektrycznej, okresy kredytowania i spłaty kredytów, zadłużenie sektora, zapotrzebowanie na paliwa oraz możliwości regulacyjne jednostek wytwórczych i ograniczenia sieciowe. Dla prezentowanych symulacji przyjęto lata 2020–2050, a w celu uniknięcia efektu „końca świata” okres symulacji był wydłużany do roku 2080 lub 2090.

## SCENARIUSZE *ENERGY MIX*

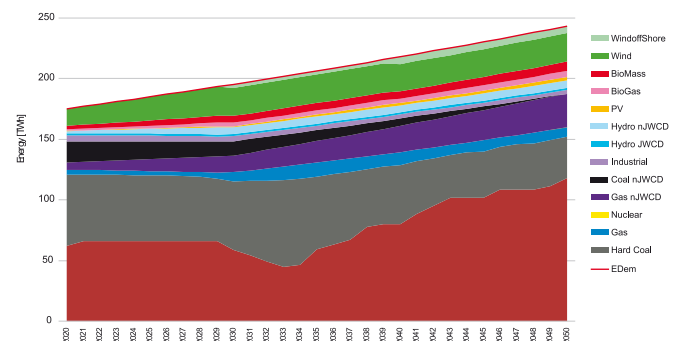
W celu prezentacji działania *eMix* wybrano cztery charakterystyczne scenariusze, które na potrzeby publikacji nazwano:

- **scenariusz węgiel brunatny**, w którym zakładano niskie ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na poziomie 5 euro/Mg oraz wysokie ceny gazu na poziomie ponad 400 USD/1000 m<sup>3</sup>,

- **scenariusz węgiel kamienny**, w którym uwzględniono umiarkowany wzrost cen pozwoleń na emisje o 10 euro/Mg co 10 lat, począwszy od 5 euro/Mg w roku 2020 – opcja 5–15–25,
- **scenariusz niskich cen gazu**, w którym przy utrzymaniu wzrostu cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> jak w scenariuszu węgla kamiennego, obniżono ceny gazu do 250 USD/1000 m<sup>3</sup>,
- **scenariusz redukcji emisji CO<sub>2</sub>**, w którym zakładano fizyczną realizację przyjętych ustaleń w zakresie polityki klimatycznej, czyli redukcję CO<sub>2</sub> z elektrowni i elektrociepłowni o 43% do roku 2030 w odniesieniu do poziomu z roku 2005.

Bilans mocy dla scenariusza węgla brunatnego przedstawia rys. 2. Czerwona linia oznacza zapotrzebowanie na moc w szczycie, a czarna jest zapotrzebowaniem na moc z uwzględnieniem niezbędnych rezerw. Charakterystyczne na rysunku „ząbki” wynikają z używania typoszeregów mocy jednostek wytwórczych. Widoczny jest znaczny udział jednostek gazowych (CCGT) – kolor niebieski w bilansie mocy ze względu na ich niskie koszty inwestycyjne. Kolorowe „paski” na górze wykresu oznaczają udział OZE oraz kogeneracji, w przypadku której czarny kolor, oznaczający korzystanie z węgla, powoli przechodzi w kolor fioletowy – zużycie gazu na potrzeby produkcji w skojarzeniu.

Rys. 3. Bilans energii elektrycznej dla scenariusza węgla brunatnego



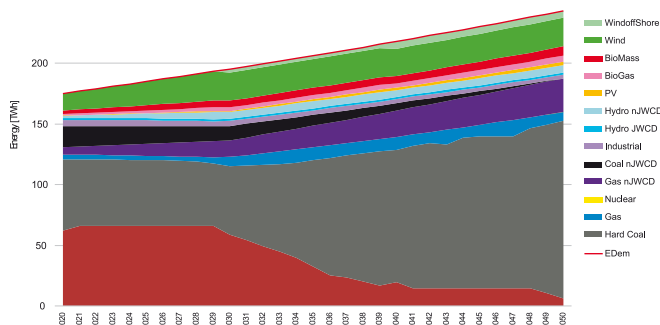
Rys. 3 pokazuje bilans energii elektrycznej dla scenariusza węgla brunatnego. Czerwona linia na górze wykresu oznacza zapotrzebowanie na energię elektryczną. Udział gazu w produkcji energii elektrycznej jest stosunkowo niewielki, ponieważ w tym scenariuszu ceny gazu są wysokie. Oznacza to, że jednostki gazowe produkują energię elektryczną tylko w szczycie zapotrzebowania, co przy braku odpowiednich systemów wsparcia, jak rynki mocy, może prowadzić do problemu *missing Money*, oznaczającego, że jednostki gazowe nie byłyby w stanie odzyskać wszystkich kosztów z konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Scenariusz węgla brunatnego, jeżeli miałby być kontynuowany po roku 2050, wymagałby inwestycji w nowe kopalnie odkrywkowe.

Rys. 4 pokazuje bilans energii elektrycznej przy scenariuszu węgla kamiennego. Stopniowy wzrost cen pozwoleń na emisje – opcja 5–15–25 euro/Mg – powoduje eliminację z produkcji elektrowni węgla brunatnego na rzecz węgla kamiennego. Wysokie ceny gazu w tym scenariuszu pokazują, że elektrownie gazowe byłyby w znacznym stopniu niewykorzystane, podob-



nie jak w scenariuszu węgla brunatnego. Znaczne zużycie węgla kamiennego na potrzeby energetyki może być zaspokojone

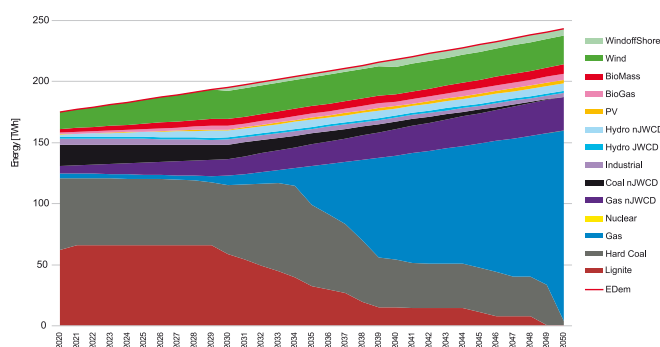
Rys. 4. Bilans energii elektrycznej dla scenariusza węgla kamiennego



poprzez import w przypadku ograniczonych możliwości własnego wydobycia.

Obniżenie cen gazu do 250 USD/1000 m<sup>3</sup>, przy jednoczesnym wzroście pozwoleń – opcja 5–15–25 euro/Mg, powoduje, że produkcja energii elektrycznej z gazu staje się konkurencyjna dla elektrowni węgla brunatnego i kamiennego. Już przy cenie

Rys. 5. Bilans energii elektrycznej dla scenariusza niskich cen gazu

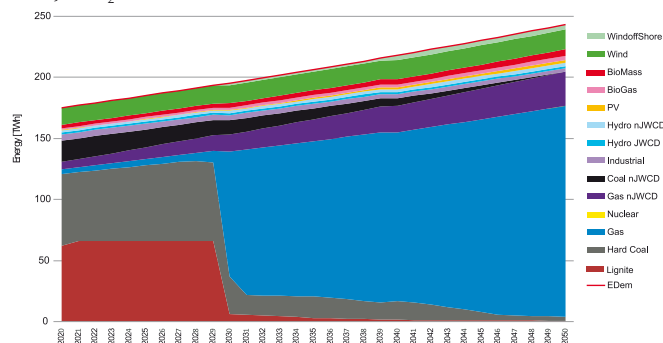


pozwoleń na poziomie 20–25 euro/Mg, która jest dosyć prawdopodobna przy realizacji ustaleń polityki klimatycznej przyjętej w październiku 2014 roku przez Unię Europejską i spadku cen gazu poniżej 300 USD/1000 m<sup>3</sup>, wielkoskalowa energetyka gazowa staje się najtańszą opcją zrównoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną.

Rys. 6 przedstawia, w jaki najbardziej ekonomiczny sposób zrealizować redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 43% w roku 2030 w stosunku do roku 2005. Wymuszona redukcja emisji CO<sub>2</sub> powoduje zamknięcie po roku 2030 praktycznie wszystkich elektrowni węgla brunatnego i stopniowe obniżanie się produkcji z elektrowni węgla kamiennego. Produkcja energii elektrycznej jest realizowana głównie przez elektrownie gazowe, niezależnie od ceny gazu. Budowa elektrowni jądrowych zaczyna być ekonomicznie opłacalna przy cenach pozwoleń na emisję, wynoszących ponad 80 euro/Mg, co wydaje się mało realne.

Rodzają się dwa pytania. Po pierwsze – jaki byłby koszt społeczny i ekonomiczny zamknięcia praktycznie wszystkich elektrowni węgla brunatnego i kamiennego, nawet tych nowo zbudowanych? Po drugie – w jaki sposób pozyskać znaczne ilości gazu, wynoszące ponad 25 mld m<sup>3</sup> rocznie, na potrzeby

Rys. 6. Bilans energii elektrycznej dla scenariusza redukcji emisji CO<sub>2</sub>

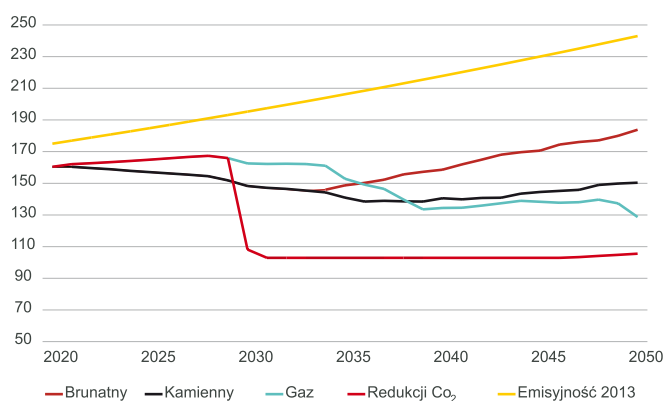


wielkoskalowej energetyki, a tylko takie ilości pozwoliłyby zrealizować w rzeczywistości przyjętą w październiku 2014 roku w Brukseli politykę energetyczną?

## EMISJE I KOSZTY

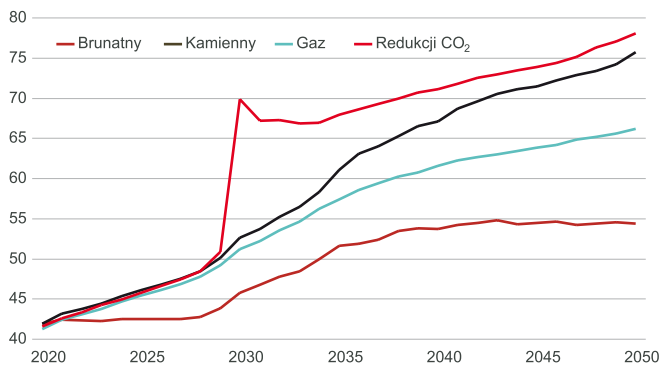
W zależności od przyjętego scenariusza zmienia się wielkość emisji CO<sub>2</sub> (rys. 7.). Górna żółta linia oznacza wielkość emisji przy zachowaniu poziomu emisyjności z 2013 roku. Jednak podjęcie budowy nowych elektrowni, takich jak Kozienice, Opole, Stalowa Wola, Włocławek czy Jaworzno powoduje, że emisje znacznie spadają już w roku 2020. W scenariuszu gazu emisje utrzymują się na w miarę stałym poziomie, podczas gdy dla scenariuszy węgla kamiennego i brunatnego rosną. Zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> poprzez działania pokazane na rys. 6, czyli radykalne zamknięcie elektrowni węgla kamiennego i brunatnego, jest mało realistyczne. Tym bardziej nierealistyczne są plany dalszego obniżania emisji po roku 2030, o ile gospodarka ma nadal funkcjonować.

Rys. 7. Emisje CO<sub>2</sub> dla analizowanych scenariuszy



Koszty produkcji energii elektrycznej w Polsce będą rosły, a decydującym elementem jest polityka klimatyczna i ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Jeżeli ceny te byłyby niskie, np. na poziomie 5 euro/Mg, wówczas najbardziej efektywny ekonomicznie jest scenariusz węgla brunatnego. Obserwując jednak działania Komisji Europejskiej, a zwłaszcza przyspieszenie wprowadzenia mechanizmu MSR (*Market Stability Reserve*), redukującego liczbę pozwoleń będących w sprzedaży, opcja węgla brunatnego jest mało prawdopodobna. Opcja węgla ka-

Rys. 8. Średnie koszty produkcji energii elektrycznej



miennego jest również kosztowna, ze względu na zwiększone ceny pozwoleń. Będzie ona realistyczna wówczas, gdy ceny gazu będą wysokie (około 350 USD/1000 m<sup>3</sup>) lub wystąpią ograniczenia w dostawach znacznych ilości gazu na potrzeby energetyki wielkoskalowej. Najbardziej kosztowny jest scenariusz znacznych redukcji emisji CO<sub>2</sub> na poziomie wyznaczonym przez decyzje Unii Europejskiej, ale jego fizyczna realizacja jest mało prawdopodobna.

\*\*\*

Determinacja Unii Europejskiej w ograniczaniu emisji CO<sub>2</sub> będzie prowadziła do coraz wyższych kosztów produkcji energii elektrycznej z elektrowni węglowych ze względu na wzrastające koszty zakupu pozwoleń na emisje. Opcją, która ograniczałaby do pewnego stopnia emisje CO<sub>2</sub> i koszt produkcji energii elektrycznej jest zastosowanie na szerszą skalę gazu sieciowego w energetyce wielkoskalowej. Jednak konieczne jest obniżenie cen gazu do około 250 USD/1000 m<sup>3</sup> oraz przeznaczenie dużych ilości gazu na potrzeby elektrowni gazowych.

**Wojciech Łyżwa, Błażej Olek,  
Michał Wierzbowski, Władysław Mielczarski**

Mgr inż. Wojciech Łyżwa jest doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, dr inż. Błażej Olek i dr inż. Michał Wierzbowski są zatrudnieni w Instytucie Elektroenergetyki PŁ na stanowisku adiunkta, pracując jednocześnie jako główni specjaliści w Departamencie Analiz Strategicznych Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, prof. Władysław Mielczarski jest profesorem zwyczajnym w Politechnice Łódzkiej.

# EXPO-GAS

VIII Targi Techniki Gazowniczej

**22-23.04. 2015** Kielce



- prezentacje nowości ● konferencje i seminaria
- bogaty program ● liczni przedstawiciele branży

**TargiKielce**

EXHIBITION & CONGRESS CENTRE



Ciepłych i pełnych  
radosnej nadziei świąt  
Narodzenia Pańskiego  
Życzy  
Zespół targów

[www.expo-gas.pl](http://www.expo-gas.pl)

Foto: Piotr Miężywa

**ceny  
promocyjne  
do 31.12. 2014 r.**

Organizatorzy:



Patronat medialny:



Targi Kielce SA, 25-672 Kielce, ul. Zakładowa 1

Dyrektor Produktu - Anna Prędota, tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61, e-mail: [predota.a@targikielce.pl](mailto:predota.a@targikielce.pl)



# BARBÓRKA 2014



*Uroczysta prezentacja pocztów sztandarowych.*

W tym roku uroczyste obchody Barbórki świętowaliśmy w Łodzi, a ich gospodarzem była Centrala Spółki PGNiG SA. Tradycyjnie, jak co roku, uroczystości zainaugurowała msza święta w archikatedrze św. S. Kostki, celebrowana przez ks. arcybiskupa Marka Jędraszewskiego, metropolitę łódzkiego.

*Koncelebrowana msza święta.*



Na akademii gości przywitał Mariusz Zawisza, prezes PGNiG SA, który złożył serdeczne życzenia i podziękował za całoroczny trud i wysiłek. W uroczystości uczestniczyli m.in.: Włodzimierz Karpiński, minister skarbu państwa, Joanna Sawicka, przedstawicielka Ministerstwa Gospodarki, Paweł Bejda, wicewojewoda łódzki, Marek Cieślak, I wiceprezydent Łodzi.

Podczas akademii, prowadzonej przez Agnieszkę Popielewicz, wręczone zostały odznaczenia branżowe, stopnie górnicze i honorowe szpady górnicze, a także stypendia ufundowane przez Fundację PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza. Dyplomy uczniom wyróżnionym w IV edycji konkursu wręczył profesor Wojciech Górecki, przewodniczący rady fundacji.

Aby tradycji stało się zadość, cała bractwo górnicza i zaproszeni goście bawili się na tradycyjnych imprezach: Karczma Piwna i Babski Comber.

Autorem Babskiego Combra była, jak zawsze, twórcza ekipa z Sanoka pod przewodnictwem Ewy Król. Panów natomiast zabawił Kabaret RAK.

**Weronika Wagner, PGNiG SA**





Włodzimierz Karpiński,  
minister skarbu państwa.



Wręczenie Honorowych Szpad Górniczych.



Mariusz Zawisza,  
prezes PGNiG.

ZASŁUŻONY DLA PRZEMYSŁU NAFTOWEGO  
I GAZOWNICZEGO

1. Kazimierz Chrobak
2. Marek Dobryniowski
3. Wojciech Gawarecki
4. Marek Gierczak
5. Mieczysław Jakiel
6. Rafał Kawa
7. Andrzej Kociemba
8. Piotr Lamparski
9. Maciej Nowakowski
10. Andrzej Osiadacz
11. Lesław Piątek
12. Bolesław Potyrała
13. Józef Ryl
14. Ireneusz Walczak

GENERALNY DYREKTOR GÓRNICZY  
II STOPNIA

1. Kazimierz Gąska

GENERALNY DYREKTOR GÓRNICZY  
III STOPNIA

1. Tomasz Bukowski
2. Mariola Dąbrowska-Macii

3. Ryszard Jędrzejczak
4. Wiesław Rzewuski

DYREKTOR GÓRNICZY I STOPNIA

1. Rafał Kawa
2. Ewa Król

DYREKTOR GÓRNICZY II STOPNIA

1. Barbara Czerwińska
2. Bartłomiej Korzeniewski
3. Joanna Sobkowicz-Skurczyńska
4. Jacek Suszek

DYREKTOR GÓRNICZY III STOPNIA

1. Wiesław Biernacki
2. Monika Jakubiak
3. Joanna Kijas
4. Józef Ryl
5. Tadeusz Słaby
6. Daniel Wais
7. Jakub Żuchowicki

HONOROWE SZPADY GÓRNICZE

1. Waldemar Wójcik
2. Mieczysław Jakiel

3. Sławomir Kudela
4. Henryk Dytko
5. Ireneusz Walczak

ZASŁUŻONY DLA GÓRNICZWA NAFTOWEGO  
I GAZOWNICTWA

1. Lesław Biel
2. Zdzisław Pitula vel Cyganik
3. Waldemar Pietryka

ZASŁUŻONY DLA RATOWNICTWA  
W RATOWNICZEJ STACJI  
GÓRNICZWA OTWOROWEGO

1. Czesław Kłasiński

Srebrna odznaka honorowa  
ZASŁUŻONY DLA RATOWNICTWA  
W RATOWNICZEJ STACJI  
GÓRNICZWA OTWOROWEGO

1. Grzegorz Kawka



Część artystyczna wieczoru.

# Czy rewolucja pożarła własne dzieci?

Adam Lehnort

Zgodnie z oczekiwaniami Komisji Europejskiej, wraz z uwolnieniem sektora energetycznego zaobserwowaliśmy nasilenie jego konkurencyjności.

Jednak nie wszyscy gracze na rynku byli przygotowani do tego, że sprowokowana przez ustawodawcę rywalizacja obierze wymiar mało etycznych działań.

I nie chodzi tutaj właściwie o przejmowanie klientów, co w praktyce wolnorynkowej jest zjawiskiem naturalnym, ale o podszywanie się przedstawicieli handlowych pod autorytety zasłużonych już dla branży marek.

**M**otorem motywacji takiego postępowania okazuje się wyłącznie chęć zysku. Interesującym przypadkiem są jednak ci „nowi” gracze, którzy – potencjalnie posądzeni o nieuczciwą grę – sami stali się jej ofiarą.

Jesienią 2012 roku na obszarze działania wówczas Górnośląskiego Oddziału Obrotu Gazem w Zabrze odnotowano osobliwe przypadki zdobywania klientów przez firmę Nowy Gaz. Przedstawiciele handlowi tej instytucji, należącej do Grupy Energetycznej „Egesa”, spisywali z klientami umowy na dostawę gazu ziemnego, powołując się na partnerstwo z PGNiG. Bez skrupowania przedstawiali się jako pracownicy gazowni. Serwowanym przez nich argumentem była aktualizacja umowy, gdyż – jak tłumaczyli – dotychczasowy dostawca, czyli PGNiG, wycofuje się z rynku obrotu gazem. Na efekty nie trzeba było długo czekać – znalazła się grupa klientów, która przeszła pod skrzydła nowego dostawcy. Wiele osób było zdegustowanych tym, że tak łatwo dały się oszukać i chcą szybkiego powrotu do umowy z PGNiG. Sprawa zakończyła się o tyle szczęśliwie, że Egesa Grupa Energetyczna S.A. tymczasowo wycofała się z rynku. Jak uzasadnia na swojej stronie internetowej – powodem jest „obecnie panująca sytuacja regulacyjno-cenowa”. Dodatkowo, działania podjęte przez GOOG w Zabrze sprawiły, że grupa wszystkich oszukanych klientów wróciła do PGNiG.

## Sprawdzają, czy faktury wystawione przez PGNiG są prawidłowe

Dziś, niestety, problem powrócił. Tym razem głównie za sprawą radomskiej spółki – Energetyczne Centrum. Sposób postępowania przedstawicieli handlowych tej firmy jest analogiczny, jak w przypadku kolegów z Nowego Gazu. Chociaż należy podkreślić, że ci bardziej bezczelnie poszli o krok, a nawet kilka, dalej. Przedstawiając się klientom jako pracownicy biur obsługi klienta,

proszą o okazanie faktury, ponieważ – jak tłumaczą – sprawdzają, czy PGNiG dobrze je wystawia. Naturalnie jest to wyłącznie gra wstępna do dalszych negocjacji, których celem jest nakłonienie zdobytej ofiary do spisanie nowej umowy. Według nich, bardziej korzystnej. Klient zazwyczaj niczego się nie domyśla, a jeśli się domyśla, to nie bardzo wie, jak zareagować. Sfrustrowanych nie brakuje. – *Energetyczne Centrum to oszuści. Ich przedstawiciele chodzą po domach i wprowadzają ludzi w błąd, nakłaniając do podpisania umowy nie tylko na prąd i gaz, ale wciskają ubezpieczenie i jakiś pakiet medyczny* – żali się jeden z internautów na forum prawniczym. – *Przedstawiciele nie przedstawiają się jako handlowcy z innego, alternatywnego operatora, tylko mówią, że są z ramienia dostawców RWE czy PGNiG – dodaje internauta.*

## To my, recydywiści...

Z przekazów medialnych możemy także dowiedzieć się, że przypadek PGNiG SA nie jest w kraju odosobniony. Ostrzeżenia do swoich klientów pod adresem nieuczciwych handlowców z Energetycznego Centrum wystosowała już grupa Enea S.A., PGE S.A. oraz Tauron S.A. Tutaj podobnie – domokrażcy z EC w kontaktach z obywatelami powoływali się na powszechnie znane marki. Tauron zapewne przez podobne działania odnotował największy odpływ klientów, gdyż na południu kraju od dłuższego czasu prowadzi zmasowaną kampanię informacyjną. Skargi na Energetyczne Centrum napłynęły również do UOKiK, który przeciw nieuczciwym praktykom stosowanym przez spółkę skierował pozew do sądu.

## Rewolucja pożarła własne dzieci

Paradoksalnie, problem niemoralnych handlowców uderzył także w samą spółkę EC. Dlaczego? Otóż, aby ciąć wydatki, nie zatrudnia ona bezpośrednio przed-

stawiciele handlowych, a proces pozyskiwania nowych klientów odbywa się poprzez pracowników zewnętrznych firm. Dwa lata temu dla „Dziennika Zachodniego” sprawę skomentował Piotr Ostaszewski z EC, tłumacząc, że w wielu przypadkach osoby współpracujące z EC kierowały się chęcią zysku, posuwając się do działań nieetycznych, aby tylko doprowadzić do podpisania umowy, zamiast zadbać o pełną i rzetelną informację dla potencjalnych klientów. Energetyczne Centrum wprowadziło w firmie proces naprawczy i zasadę „Zero tolerancji dla nieuczciwych przedstawicieli handlowych”. Od trzech tygodni w EC trwa prawdziwa rewolucja – donosił wówczas P. Ostaszewski. Rewolucja do dzisiaj pożarła chyba własne dzieci. Nie ma dnia, żeby pracownicy Górnośląskiego Oddziału Handlowego w Zabrze nie odebrali zgłoszenia dotyczącego nieuczciwych praktyk ze strony akwizytorów EC. – *Katowice są przez nich opanowane. Handlowcy przedstawiają się jako pracownicy z gazowni lub osoby współpracujące z PGNiG. Każdego dnia w ten sposób tracimy klientów. Do nas zgłaszają się jedynie te osoby, które czują się oszukane przez EC. Ci bardziej ostrożni dzwonią i dopytują się, czy kogoś wysłaliśmy. Obecnie nie wiemy, ilu klientów zostało trwale przejętych przez spółkę* – mówi Tomasz Szmidt z katowickiego Biura Obsługi Klienta PGNiG. Bożena Janowska, kierownik Działu Contact Center, dodaje, iż odbierają od klientów takie zgłoszenia, że ogarnia ich zdumienie. – *Zastraszają naszych odbiorców, że jeżeli nie podpiszą aneksu do umowy, to będą zmuszeni albo osobiście udać się do zabrzańskiej siedziby, albo – w przeciwnym wypadku – odebrać im dopływ gazu. O ile jeszcze przed miesiącem tych zgłoszeń było niewiele, to teraz wygląda to na zmasowany desant na wszystkie miejscowości w regionie* – podkreśla B. Janowska.

## Filantrop to wymagające słowo

EC na krajowym rynku działa od 2010 roku. Zatrudnia 250 pracowników i swoim zasięgiem obejmuje cały kraj. Podobnie jak bezpośrednia działalność, równie kuriozalnie prezentują się także punkty obsługi klienta, którymi spółka chlubi się na swojej stronie internetowej. Wśród nich można znaleźć sprzedawcę usług satelitarnych, zakład fotograficzny, sklep z częściami audio, zakład przetwó-

stwa zbożowego oraz inne eksperymentalne lokalizacje. Na inicjującą funkcjonowanie firmy konferencji prasowej przedstawiciele spółki poinformowali, że EC proponuje klientom indywidualnym tańszą energię elektryczną, gaz i wodę. EC prowadzi też działalność dobroczynną i charytatywną, sponsoruje reprezentację Polski w koszykówce, a także drużynę Rosa Radom. Wszystko pięknie. Problem w tym, że brakuje fundamentu – etyki w biznesie.

## Nie oddajemy pola bez walki

Na terenie całej Polski w prasie drukowanej ukazał się komunikat spółki PGNiG Obrót Detaliczny „Sprawdź, zanim podpiszesz umowę”. Celem akcji było ostrzeżenie klientów przed nieuczciwymi praktykami konkurencyjnych firm, które w kontaktach z klientem podszywają się pod markę PGNiG. Dzieje się tak, dlatego że w dalszym ciągu w mniemaniu wielu osób jesteśmy jedynym podmiotem sprzedającym gaz ziemny, a terminy gazownia, gazownik czy PGNiG klienci traktują zamiennie. Niewiedzę wykorzystują właśnie nieuczciwi akwizytorzy konkurencji.

# Sprawdź, zanim podpiszesz umowę

**PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. informuje, że umowy na dostawę gazu podpisujemy wyłącznie w placówkach naszej firmy.**

Za nami stoi tradycja i doświadczenie. Nasi pracownicy są zawsze do dyspozycji klientów. Posiadamy ekspercką wiedzę i dysponujemy profesjonalną obsługą, realizowaną poprzez szereg kanałów kontaktu: BOK, Contact Center, infolinię, e-BOK i e-mail. Ponadto naszym atutem jest gwarancja stabilności dostaw.

PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. pragnie ostrzec wszystkich klientów przed osobami podszywającymi się pod naszych pracowników. Aby uniknąć kosztownych konsekwencji pamiętaj, że:

**Pracownicy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. nie odwiedzają klientów w domach – zatem bądź czujny.**

Wszelkie próby zastraszania i zmuszania do podpisania umowy uderzają w Twoją wolność konsumenta. Nie bądź bierny – reaguj. Legitymuj i zgłaszaj nieprawidłowości. Poinformuj nas o takich sytuacjach. Akwizytorów powołujących się na zmiany organizacyjne i zmiany jednostek rozliczeniowych odstraszy przez propozycję weryfikacji ich tożsamości za pośrednictwem naszej infolinii:

**801 809 900 – z telefonu stacjonarnego  
32 737 88 88 – z telefonu komórkowego**

Jednocześnie informujemy, że żadna firma zewnętrzna nie prowadzi sprzedaży w imieniu PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. i nie ma uprawnień do reprezentowania jej interesów.

Szanowny Kliencie, jeśli jednak zdarzyła się taka sytuacja i podpisałeś umowę poza lokalem przedsiębiorstwa pamiętaj, że zgodnie z obowiązującymi przepisami o ochronie praw konsumentów, w terminie 10 dni od zawarcia umowy możesz od niej odstąpić

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

  
**PGNiG**  
OBROT DETALICZNY



# Projekt Stanisławów – nasze wyzwania

Anna Rek, Marcin Rokicki, Oddział w Warszawie

**M**ińsk Mazowiecki – miasto we wschodniej części Mazowsza, oddalone 40 km od Warszawy, z prawie 40 tysiącami mieszkańców, często określane mianem „sypialni Warszawy”. Mieszkańcy miasta i okolic od kilku lat zmagają się z problemem deficytu gazu i brakiem możliwości przyłączenia do sieci gazowej. Już w latach 2008–2009 obserwowano znaczące spadki ciśnienia gazu. W roku 2010 zostały przekroczone możliwości przesyłowe istniejącego gazociągu Kołbiel–Stojadła w odniesieniu do ciśnień gwarantowanych. Efektem tego było niezadowolenie społeczne, szukanie alternatywnych źródeł energii oraz ograniczanie możliwości rozwojowych obszaru. Konieczność zwiększenia możliwości dostaw gazu w tym obszarze stała się pilna i nagląca.

## MIŃSK MAZOWIECKI A PROJEKT STANISŁAWÓW

Rozważano wiele możliwych wariantów zasilania w gaz Mińska i okolic. Doraźnie stosowaną metodą było zasilanie gazem za pomocą mobilnej stacji LNG. To tymczasowe rozwiązanie, które nie spełniało oczekiwań żadnej strony. Było niezmiernie absorbujące i generujące duże koszty, a przede wszystkim nie dawało pewności pokrycia pełnego zapotrzebowania na paliwo gazowe. Ostatecznie w 2010 roku zdecydowano o wdrożeniu koncepcji połączonej gazyfikacji okolicznej

miejsowości Stanisławów, wraz z uzyskaniem drugostronnego zasilania w gaz Mińska Mazowieckiego.

Ówczesna Mazowiecka Spółka Gazownictwa (obecnie Oddział w Warszawie Polskiej Spółki Gazownictwa) zabiegała o dofinansowanie przedsięwzięcia z funduszy Unii Europejskiej, co świetnie wpisało się w strategię Unii Europejskiej, którą jest „przekształcenie regionu Morza Bałtyckiego w miejsce dostępne i atrakcyjne” i spójne z działaniem 10.2 „Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji”. Zwieńczeniem tych starań było podpisanie 21 maja 2012 roku z Instytutem Nafty i Gazu, pełniącym rolę instytucji wdrażającej, umowy o dofinansowanie. Tak rozpoczęła się realizacja projektu pn. „Gazyfikacja m. Stanisławów wraz z poprawą zasilania w gaz Mińska Mazowieckiego”.

### PROJEKT W LICZBACH:

- 3 Stacje redukcyjno-pomiarowe
- 8,2 km gazociągów w strefie gazociągu wysokiego ciśnienia
- 19,75 km gazociągów podwyższonego ciśnienia DN225 oraz DN250
- 21 km sieci średniego ciśnienia
- 297 przyłączy
- 456 nieruchomości obejmujących przebieg tras sieci
- 21 227 932,22 PLN – całkowity koszt projektu
- 4 109 953,14 PLN – kwota dofinansowania
- 2015 – rok zakończenia projektu



Na mocy podpisanej umowy spółka gazowa otrzymała 4 109 953,14 zł bezzwrotnej dotacji, przy całkowitym koszcie projektu wynoszącym 21 227 932,22 zł. Pozostała część stanowi wkład własny beneficjenta. Środki pochodzą z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Zakończenie projektu wyznaczono na 30 czerwca 2014 roku. Wymiernym efektem projektu będzie wybudowanie 3 stacji redukcyjno-pomiarowych, 40 kilometrów gazociągu oraz możliwość podłączenia do sieci kilkuset nowych klientów. Całe zadanie realizowane jest na 456 nieruchomościach, których właściciele nie zawsze są przychylni realizowanej inwestycji.

## PROJEKT STANISŁAWÓW + ZMIANY = WYZWANIE

Na miejsce włączenia do istniejącego gazociągu wysokiego ciśnienia wskazano Rojków. Tam powstaje pierwsza z trzech stacji redukcyjno-pomiarowych w naszym projekcie, o przepustowości 6000 Nm<sup>3</sup>/h. Stacja w Rojkowie zostanie wyposażona w centralną nawianialnię z systemem umożliwiającym jej zdalne sterowanie. Z Rojkowa do stacji redukcyjno-pomiarowej w Stanisławowie zostanie wybudowany gazociąg podwyższonego średniego ciśnienia, leżący w strefie gazociągu wysokiego ciśnienia. Stacja „Stanisławów” osiągnie przepustowość 2000 Nm<sup>3</sup>/h. Stąd odchodzi gazociąg, który rozchodzi się przez miasto Stanisławów i wiedzie przez okoliczne wioski do kolejnej stacji redukcyjno-pomiarowej w Królewcu. Stacja ta, o przepustowości 4000 Nm<sup>3</sup>/h, będzie miała za zadanie zredukowanie ciśnienia z podwyższonego średniego na średnie – na potrzeby Mińska Mazowieckiego.

Na stacjach w Stanisławowie i Królewcu zaprojektowano zastosowanie tzw. zimnej redukcji. Przyczyni się to do zmniejszenia środków inwestycyjnych związanych z budową kotłowni oraz wpłynie na zredukowanie zużycia własnego gazu i zmniejszy emisję gazów cieplarnianych.

### WYZWANIA TECHNICZNE

Od czasu rozpoczęcia realizacji przedsięwzięcia minęły ponad 3 lata. W tym czasie byliśmy wszyscy uczestnikami wielu zmian formalnoprawnych, organizacyjnych, a także mentalnych, których stawaliśmy się inicjatorami. Pierwszą zmianą, w jakiej uczestniczyliśmy, była zmiana podejścia do wyboru materiałów stosowanych do budowy gazociągu. W miejsce dotychczas stosowanych gazociągów stalowych, do których wszyscy byliśmy przyzwyczajeni, zastosowaliśmy gazociągi z PE, pracujące pod ciśnieniami większymi od tych, do których wszyscy przywykliśmy. Jest to rozwiązanie prawnie dopuszczalne, możliwe do wykonania technicznie, ale praktycznie w Polsce niestosowane. Po nim pojawiło się następne wyzwanie dla osób wydających warunki techniczne przyłączenia do sieci: jak opisać materiały, wymagania odbioru i eksploatacji. Z tym wyzwaniem zmagaly się różne zespoły i komisje, skutkiem czego powstały wytyczne ds. nowych technologii w zakresie budowy gazociągu z tworzyw sztucznych pt. „Analiza możliwości stosowania w MSG rur z tworzyw sztucznych dla podwyższonego średniego ciśnienia”.

### UWARUNKOWANIA FORMALNOPRAWNE

Po uzgodnieniu wymagań technicznych przystąpiliśmy do przygotowywania dokumentacji projektowych. W tym czasie została znowelizowana ustawa „Prawo geologiczne”, która jako wymóg obligatoryjny przy two-



zeniu dokumentacji technicznej nałożyła na nas obowiązek opracowania opinii geotechnicznej i przeprowadzenia w tym zakresie szczegółowych badań w terenie. W ich wyniku stwierdzono bardzo wysoki poziom wód gruntowych, co spowodowało konieczność zastosowania obciążenia gazociągu. Było to kolejne wyzwanie postawione projektantom, a także producentom rur, którzy obecnie nie kierują się jednolitymi zasadami przy tworzeniu rozwiązań technicznych zabezpieczających gazociągi przed wyparciem z gruntów niestabilnych. Po wielu konsultacjach wypracowano technologię opartą na obciążnikach betonowych oraz zabezpieczeniach z geowłóknin.

W 2013 roku weszło w życie rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, co wpłynęło na kilka aspektów realizacji naszego projektu. Do kluczowych zmian zaliczamy szerokość stref kontrolowanych oraz doprecyzowanie wymagań dla prób szczelności. Sposobowi przeprowadzenia prób ciśnieniowych oraz kryteriom odbioru gazociągu poświęciliśmy szczególną uwagę. Pośrednim efektem naszej pracy jest powołanie Zespołu ds. Prób Ciśnieniowych, którego dominującą część stanowią pracownicy Zakładu Gazowniczego w Mińsku Mazowieckim. W efekcie pracy zespołu odbiory połączeń zgrzewanych wspomagane są badaniami radiograficznymi.

### CO PRZED NAMI?

Obecnie działamy na podstawie znowelizowanej ustawy „Prawo geodezyjne i kartograficzne”. Jest to kolejna zmiana przekładająca się na realizację projektu. Jakie postawi przed nami wyzwania – pokaże najbliższy czas.

Każda zmiana niesie wiele wyzwań, które podejmujemy i na które reagujemy. Takie podejście pozwala nam uniknąć nieprzewidzianych sytuacji i przybliżyć nas do pełnego sukcesu.



# Zaczytana Akcja

Maja Girycka, Centrala Spółki

Polska Spółka Gazownictwa, pamiętając o potrzebach społecznych oraz mając na względzie istotę promowania czytelnictwa i wolontariatu, aktywnie zaangażowała swoich pracowników w ideę wzbogacenia zasobów książkowych biblioteki Ośrodka Rehabilitacyjno-Edukacyjnego dla Dzieci i Młodzieży Niepełnosprawnej pw. św. Rafała Archanioła w Rusinowicach.

W okresie letnich wakacji 2014 wśród pracowników zabrańskiego oddziału Polskiej Spółki Gazownictwa została przeprowadzona Zaczytana Akcja. Głównym celem projektu było wsparcie ośrodka poprzez zebranie i przekazanie książek dla dzieci i młodzieży, których bohaterowie – ku pokrzepieniu serc – wspierają zarówno terapię rehabilitacyjną pacjentów, jak i opiekunów przebywających w ośrodku. Celami dodatkowymi było propagowanie czytelnictwa, promocja wolontariatu pracowniczego, motywowanie pracowników do działania wzmacniającego ich identyfikację z firmą i integrację załogi.



Każdy z nas z pewnością pamięta przygody bohaterów swoich ulubionych książek, które czytał z wypiekami na twarzy. Zaczytana Akcja była doskonałą okazją do tego, by ponownie ożywić tamtych bohaterów, ofiarowując książki z własnych półek bibliotece ośrodka w Rusinowicach, i sprawić radość kolejnym młodym czytelnikom, przebywającym na turnusach rehabilitacyjnych w ośrodku. Przez całe wakacje – od 1 lipca do 31 sierpnia – zbierane były książki w dobrym stanie, lektury szkolne, powieści, opowiadania, nowele i poezja. Dzięki zaangażowaniu pracowników w dwa miesiące zebrano prawie 500 książek. Zostały one posegregowa-



ne i skatalogowane. Do każdej książki włożono pamiętkową zakładkę promującą akcję. Przekazane ośrodkowi książki wzbogaciły jego zasoby biblioteczne, z których korzystają zarówno dzieci przebywające na turnusach rehabilitacyjnych, jak i towarzyszący im opiekunowie.

Pracownicy firmy, którzy włączyli się w akcję i podzielili się swoimi zbiorami z dziećmi i młodzieżą z ośrodka, otrzymali pamiętkowe dyplomy i zakładki.

Ośrodek Rehabilitacyjno-Edukacyjny dla Dzieci i Młodzieży Niepełnosprawnej w Rusinowicach prowadzi rehabilitację leczniczą, połączoną z terapią zajęciową. Do ośrodka przyjmowane są osoby ze sprzężoną niepełnosprawnością ruchowo-intelektualną, związaną między innymi z mózgowym porażeniem dziecięcym, urazami czaszkowo-mózgowymi, encefalopatiami okołoporodowymi, chorobami nerwowo-mięśniowymi, zespołem Downa, autyzmem i ADHD. Pacjenci przebywają w ośrodku na 3-tygodniowych turnusach rehabilitacyjnych ze swoim rodzicem lub opiekunem. Z zajęć rehabilitacyjnych i terapii zajęciowej co roku korzysta około 2500 pensjonariuszy.



# XXII Europejskie Dni Dziedzictwa w Muzeum Gazownictwa w Górowie Iławeckim

**Józef Kurto**, Oddział w Gdańsku

We wrześniu 2014 r. Polska Spółka Gazownictwa otworzyła dla zwiedzających podwoje Muzeum Gazownictwa w Górowie Iławeckim, czym aktywnie włączyła się w tegoroczne obchody XXII Europejskich Dni Dziedzictwa na Warmii i Mazurach, odbywające się pod hasłem „Dziedzictwo – źródło tożsamości”.

**M**uzeum Gazownictwa w Górowie Iławeckim już od niemal 20 lat stanowi atrakcję turystyczną północnej Polski. W ramach XXII Europejskich Dni Dziedzictwa na Warmii i Mazurach w każdą sobotę września br. chętni mieli możliwość odwiedzenia górskiego muzeum. Zainteresowanych nie brakowało – turyści tłumnie przybywali, aby zapoznać się z ekspozycją tego wyjątkowego miejsca.

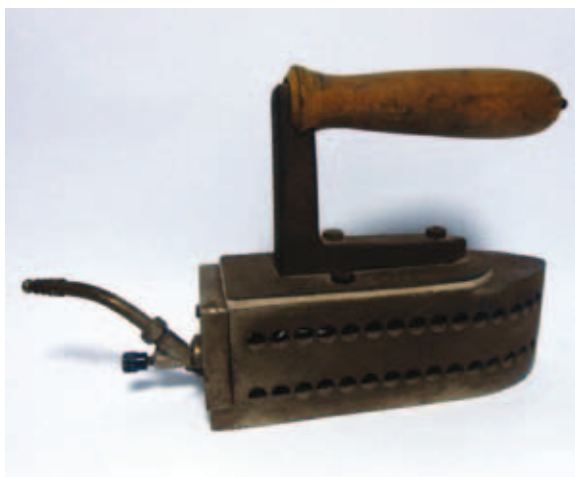
Muzeum Gazownictwa w Górowie Iławeckim, znajdujące się pod opieką PSG Oddziału w Gdańsku, mieści się w zabytkowym budynku starej gazowni. Zwiedzający, zanim wejdą do gmachu muzeum, mogą podziwiać ciekawe elementy architektoniczne obiektu, a zwłaszcza zabytkową, miejską wieżę ciśnieniową oraz stary bruk pochodzący z przełomu XIX i XX w. Obecnie w zbiorach muzeum znajduje się m.in. 90 sztuk starych gazomierzy, z których najstarszy pochodzi z 1908 roku. Wśród eksponatów można znaleźć również przybory gazowe, takie jak termy gazowe, piecyki kąpielowe, ciśnieniomierze, kuchenki gazowe oraz piękny egzemplarz gazomierza wodnego firmy AUG KLONNE DORTMUND z 1910 roku. Muzeum w Górowie Iławeckim to również jedyne miejsce w północnej Polsce, w którym można zobaczyć, jak był pozyskiwany gaz z węgla kamiennego – w budynku zachowany został cały ciąg produkcyjny.

Najnowszym nabytkiem w zbiorach Muzeum Gazownictwa w Górowie Iławeckim jest stare żelazko gazowe o wadze 12 kg. Zabytkowy eksponat przekazała pochodząca z Giżycka rodzina o krawieckich tradycjach, w której przez parę pokoleń służył on rzemieślnikom w codziennej pracy. Żelazko gazowe trafiło do zbiorów muzealnych podczas Europejskich Dni Dziedzictwa 2014 na Warmii i Mazurach.

Za zaangażowanie w organizację tegorocznych obchodów EDD, które podkreśliły wartość historii, obyczajów, zabytków i kulturowego bogactwa regionu Warmii

i Mazur, Polska Spółka Gazownictwa została uhonorowana dyplomem uznania przez Narodowy Instytut Dziedzictwa oraz marszałka województwa warmińsko-mazurskiego.

Europejskie Dni Dziedzictwa to największy w Europie projekt społeczno-edukacyjny. To najważniejsze święto kultury i zabytków Starego Kontynentu zapoczątkowane zostało w 1985 r., a w Polsce organizowane jest od roku 1993. Podczas EDD obywatele Europy mają okazję poznać materialne i niematerialne dziedzictwo kulturowe swojego regionu. Tegoroczną edycję Europejskich Dni



Najnowszy eksponat muzealny – żelazko gazowe.

Dziedzictwa, odbywającą się pod hasłem: „Dziedzictwo – źródło tożsamości”, honorowym patronatem objęli minister kultury i dziedzictwa narodowego i marszałek województwa warmińsko-mazurskiego.

Dane spółki:

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

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

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

# Platforma GAZ–SYSTEM Aukcje

Sara Piskor

Równo rok temu GAZ–SYSTEM S.A. podjął decyzję o zbudowaniu międzyoperatorskiej platformy aukcji przepustowości, pozwalającej na przeprowadzanie aukcji m.in. przepustowości powiązanej, zgodnie z wymogami rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) 984/2013.

**W** ten sposób spółka odpowiadała na wymogi europejskiego kodeksu sieci i w bardzo krótkim czasie wdrożyła Platformę GAZ–SYSTEM Aukcje, która:

- jest wyłącznym narzędziem do przydziału przepustowości przez GAZ–SYSTEM S.A. w krajowym systemie przesyłowym oraz przez GAZ–SYSTEM ISO w Systemie Gazociągów Tranzytowych Jamał–Europa,
- jest używana przez 23 kupujących,
- od lipca 2014 r. pozwoliła na przeprowadzenie ponad 60 aukcji produktów przepustowości powiązanej i niepowiązanej,
- będzie wykorzystywana przy projekcie pilotażowym z czeskim operatorem NET4GAS przy zaoferowaniu przepustowości powiązanej w punkcie Cieszyn na początku 2015 roku,
- jest narzędziem umożliwiającym innym operatorom w Europie oferowanie swoich produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych przepustowości powiązanej i niepowiązanej na zasadzie aukcji zgodnie z wymogami rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) 984/2013,
- oferuje dostęp do środowiska testowego dla każdego podmiotu zainteresowanego zapoznaniem się z jej funkcjonalnościami (<https://aukcje.gaz-system.pl/>).

## Początki, czyli co wynika z NC CAM (rozporządzenie 984/2013)

Europejski kodeks sieci, dotyczący mechanizmów alokacji przepustowości w systemach przesyłowych (*Network Code on the Capacity Allocation Mechanism*, dalej: NC CAM/Kodeks), przyjęty rozporządzeniem Komisji Europejskiej (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 roku, nakłada na operatorów systemów przesyłowych obowiązek udostępniania przepustowości gazociągów poprzez niedyskryminacyjne procedury aukcji od listopada 2015 roku. Zgodnie z wymogami NC CAM, aukcje dotyczą przepustowości oferowanej w punktach wejścia/wyjścia na połączeniach systemów między krajami UE oraz obejmują standardowe produkty (określone ilości przepustowości poszczególnych punktów systemu, oferowane w ciągu roku, kwartału, miesiąca gazowego lub w ciągu doby gazowej).

GAZ–SYSTEM S.A. wprowadził w swojej „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” wszystkie wymagane kodeksem założenia do zastosowania mecha-

izmu aukcyjnego już w 2013 roku. Celem spółki było jak najszybsze przygotowanie własnych służb i systemów (m.in. Systemu Wymiany Informacji) do wdrożenia kodeksu i zapisanych tam rozwiązań handlowych.

## Działania podjęte przez GAZ–SYSTEM S.A.

Implementacja założeń NC CAM wymagała przygotowania odpowiednich rozwiązań teleinformatycznych w celu obsługi organizacji aukcji i komunikacji z klientem GAZ–SYSTEM S.A., tak aby mógł on skutecznie licytować w trakcie aukcji i w jej efekcie uzyskać przydział przepustowości w interesujących go punktach systemu.

Rozwiązania te zostały przygotowane poprzez dodanie nowych funkcjonalności do wcześniej już wykorzystywanego przez GAZ–SYSTEM S.A. Systemu Wymiany Informacji (SWI), który jest pierwszym, indywidualnie opracowanym systemem do zbierania, publikacji i wymiany danych pomiędzy GAZ–SYSTEM S.A. a klientami. System Wymiany Informacji po raz pierwszy został wykorzystany do przeprowadzenia aukcji 28 listopada 2013 roku.

Wychodząc naprzeciw wymogom NC CAM, podjęto decyzję o dalszym rozwoju SWI, tak aby stworzyć nowoczesne rozwiązanie teleinformatyczne, umożliwiające również oferowanie przepustowości powiązanej oraz obsługujące aukcje nie tylko w punktach własnego systemu. W tym zakresie opracowano moduł do prowadzenia aukcji przepustowości powiązanej, czyli oferowanej jednocześnie w dwóch sąsiadujących systemach przesyłowych. Chodziło o to, aby narzędzie mógł zastosować operator dowolnego systemu przesyłowego UE, mający na celu oferowanie swoich produktów zgodnie z NC CAM.

Przyjęte rozwiązanie informatyczne kojarzy te oferty z licytującymi elektronicznie kupującymi. Systemy teleinformatyczne przekazują wyniki takiej elektronicznej alokacji przepustowości do systemów zarządzania przepustowościami odpowiednich operatorów, wymieniając specjalne komunikaty (edig@s). Rezerwujący przepustowość otrzymują natomiast komunikaty dotyczące efektów handlowych, a więc uzyskują informację co do ilości oraz rodzaju produktu, a także finalnej ceny. Całość procesu przebiega według standardów NC CAM i ma charakter wirtualnego kojarzenia sprzedających i kupujących.

Ten stan zaawansowania prac został osiągnięty już po pół roku prac – w czerwcu 2014 roku. W tym czasie spółka płynnie przeszła od rozwiązania dedykowanego wyłącznie dla polskiego systemu (SWI) do Platformy GAZ–SYSTEM Aukcje (Platformy GSA), która może służyć wielu operatorom Unii Europejskiej, zainteresowanym alokowaniem przepustowości zgodnie z wymogami NC CAM. Platforma GSA została po raz pierwszy zaprezentowana na 16. spotkaniu GAS REGIONAL INITIATIVE – SOUTH SOUTH-EAST 27 maja 2014 r.

Ostatnio ENTSOG (Europejska Organizacja Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu) zaprezentował Platformę GSA uczestnikom Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie) jako przykład wczesnej implementacji NC CAM. Inicjatywa GAZ–SYSTEM S.A. została przyjęta z uznaniem przez forum, które zachęca wszystkich operatorów do podejmowania działań zmierzających do implementacji kodeksu sieci i do współpracy z organami regulacyjnymi.

### Dlaczego GAZ–SYSTEM S.A. zdecydował się stworzyć własny system do alokacji przepustowości?

Dokonując przeglądu rozwiązań dostępnych na rynku europejskim, GAZ–SYSTEM S.A. szukał rozwiązań efektywnych kosztowo. Po doświadczeniach wynikających z przeprowadzenia dwóch projektów pilotażowych wspólnie z partnerami niemieckimi na wykorzystywanej przez nich platformie przepustowości (z ONTRAS – produkt powiązany w Lasowie oraz z GASCADE – produkt powiązany w Mallnow) oraz po oszacowaniu kosztów długofalowej współpracy z tą platformą podjęto decyzję o stworzeniu własnego systemu. Spółce zależało na tym, aby uniknąć wzrostu cen dla klientów, dlatego minimalizowała wpływ realizacji spoczywającego na operatorze obowiązku wdrożenia NC CAM na wysokość taryfy.

Jednocześnie, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom innych operatorów z UE, GAZ–SYSTEM S.A. proponuje atrakcyjny finansowo i elastyczny model współpracy. Podstawowym sposobem podejmowania decyzji przez operatorów ma być konsensus. Za korzystanie z Platformy GAZ–SYSTEM Aukcje operatorzy wniosą opłatę jedynie za rzeczywiście używane funkcjonalności przy zachowaniu uzasadnionego poziomu kosztów dla korzystających z niej operatorów.

### Kiedy Platforma GSA osiągnęła pełną zdolność operacyjną?

Platforma GSA stała się podstawowym narzędziem przydziału przepustowości przez GAZ–SYSTEM S.A. w krajowym systemie przesyłowym oraz przez GAZ–SYSTEM ISO w Systemie Gazociągów Tranzytowych Jamal–Europa w lipcu 2014 roku. Jest dostępna pod adresem: <https://aukcje.gaz-system.pl>

Spółka poprzedziła ten moment intensywną komunikacją z klientami oraz zaoferowała szkolenia prezentujące platformę i jej funkcjonalności. Warsztaty spotkały się z dużym zainteresowaniem, uczestniczy-

ło w nich około 60 polskich i zagranicznych klientów GAZ–SYSTEM S.A. Następnie spółka zapewniła pomoc każdemu z zainteresowanych podmiotów podczas procesu rejestracji oraz wsparcie służb informatycznych w systemie 24/7.

### Jakie najważniejsze zadania stoją przed Platformą GSA w najbliższym czasie?

Obecnie GAZ–SYSTEM S.A. pracuje z czeskim operatorem nad uruchomieniem pilotażowego projektu alokacji przepustowości powiązanej na połączeniu polsko-czeskim. Trwają prace zmierzające do opracowania wszystkich niezbędnych dokumentów w zakresie projektu pilotażowego, przeszkolenia pracowników czeskiego operatora oraz przygotowania uczestników rynku czeskiego.

Prowadzone są również rozmowy z innymi operatorami systemów przesyłowych w regionie, którzy jeszcze nie podjęli decyzji, jakie narzędzia chcą wybrać do wypełnienia obowiązków wynikających z NC CAM, począwszy od listopada 2015 r.

Od początku 2015 r. wprowadzone zostaną kolejne funkcjonalności Platformy GSA: kalkulatory taryf oraz funkcje umożliwiające prowadzenie aukcji zgodnie z indywidualnymi potrzebami europejskich operatorów (wielowalutowość i wielojęzyczność platformy). Uruchomiona zostanie również techniczna możliwość prowadzenia aukcji dla przepustowości dobowych i śróddziennych oraz aukcji przepustowości na rynku wtórnym. Trwają prace nad zaawansowanymi mechanizmami bezpieczeństwa systemu. Podstawowym narzędziem wymiany danych pomiędzy operatorami systemów przesyłowych ma być protokół edig@sv.5, uzgodniony w ramach prac ENTSOG.

– Wierzymy, że Platforma GSA pozwoli skutecznie oferować przepustowość na rozsądnym poziomie cenowym każdemu zainteresowanemu spośród operatorów systemów przesyłowych z UE. Zdobyte przez GAZ–SYSTEM S.A. doświadczenie wskazuje, iż możliwa jest ambitna i efektywna implementacja kodeksów sieci i że działania te pozwalają na osiągnięcie efektu synergii oraz budowanie stabilnej pozycji w regionie – podsumowuje Sławomir Śliwiński, członek zarządu GAZ–SYSTEM S.A.



**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)



# Obligo to za mało do rozwoju rynku gazu

Iweta Opolska

**PKN ORLEN S.A.: realizując strategię koncernu na lata 2014–2017 planujemy rosnące zaangażowanie w obszarze gazu ziemnego w Polsce i za granicą. Rynek gazu ziemnego jest przedmiotem coraz większego zaangażowania i zainteresowania Grupy Kapitałowej Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN.**

## OBECNOŚĆ PKN ORLEN W KILKU ETAPACH ŁAŃCUCHA WARTOŚCI W BRANŻY GAZOWNICZEJ

Historycznie dotyczy to strony konsumpcyjnej. GK ORLEN jest jednym z największych konsumentów gazu ziemnego w Polsce. W samej spółce-matce PKN ORLEN S.A. co roku zużywa się ponad 8% krajowej konsumpcji paliwa gazowego na procesy produkcyjne i energetyczne. Dodając do statystyk zużycie pozostałych spółek Grupy Kapitałowej, poziom jego zużycia wynosi powyżej 1,8 mld m<sup>3</sup>. Ponadto, strategia koncernu na lata 2013–2017 przewiduje rosnące zaangażowanie w obszarze energetyki gazowej. Już w przyszłym roku przełoży się to na istotny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w związku z uruchomieniem elektrociepłowni we Włocławku. Obecnie analizowana jest też inwestycja w elektrownię gazową w Płocku, co z kolei zwiększy łączną konsumpcję gazu w GK ORLEN do prawie 3 mld m<sup>3</sup> (20% zużycia Polski w 2013 r.).

Plany rozwojowe PKN ORLEN wykraczają jednak daleko poza odbiorcę końcowego i dotyczą większej części łańcucha wartości w sektorze gazowym, a zwłaszcza upstreamu i działalności obrotowej. Od kilku lat koncern konsekwentnie rozwija działalność w segmencie wydobywania zarówno w Polsce, jak i za granicą (Kanada). W krajowych projektach poszukiwawczych gazu łupkowego na koniec III kwartału 2014 r. zakończono 10 odwiertów, w tym 7 pionowych i 3 horyzontalne, natomiast w ramach projektów konwencjonalnych zrealizowano 2 odwierty rozpoznawcze i 1 odwiert poszukiwawczy. W Kanadzie PKN ORLEN przejął dotychczas dwie firmy wydobywcze: TriOil Resources oraz Birchill Exploration Limited Partnership, których łączne zasoby wynoszą obecnie ok. 48 mln boe rezerwy ropy i gazu (2P).

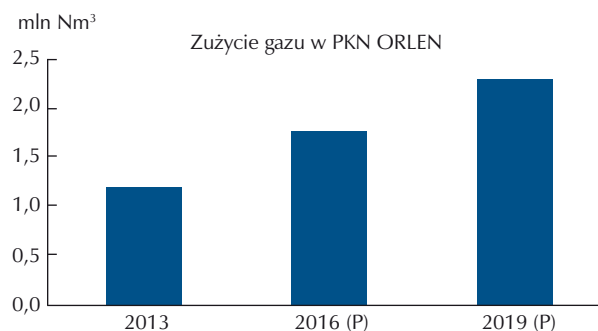
Elementem łączącym upstream z odbiorcą końcowym gazu jest działalność obrotowa. PKN ORLEN – jako duży konsument gazu ziemnego w Polsce – poszukuje najbezpieczniejszych i najefektywniejszych kosztowo sposobów zaopatrzenia swoich instalacji w paliwo gazowe. Oba cele (bezpieczeństwo dostaw i minimalizacja kosztów) realizowane są poprzez podnoszenie

kompetencji tradingowych w koncernie, które są systematycznie rozwijane. W ostatnich kilku latach spółka zbudowała zdywersyfikowany portfel gazowy, nawiązała trwałe relacje z największymi dostawcami gazu w Europie, a także zdobyła doświadczenie w funkcjonowaniu hubów gazowych w Europie, przede wszystkim poprzez swoją obecność na prężnie rozwijającym się rynku niemieckim. Koncern jest jednym z bardziej aktywnych klientów Operatora Systemu Przesyłowego, ponieważ od kilku lat samodzielnie organizuje logistykę gazu. PKN ORLEN jest także członkiem giełd gazu w Polsce (TGE) oraz w Niemczech (Energy Exchange), co pozwala zwiększyć możliwości konkurencyjnego pozyskiwania surowca.

## KONKURENCYJNA OFERTA PKN ORLEN DLA ODBIORCÓW GAZU W POLSCE

Powyzsze doświadczenie przygotowało PKN ORLEN nie tylko do skutecznego i optymalnego pozyskiwania paliwa gazowego na własne potrzeby, ale także do rozwoju działalności sprzedażowej. Przewaga konkurencyjna spółki w zakresie obrotu gazem wynika nie tylko z doświadczenia, ale także z efektu skali, który umożliwia dostęp do konkurencyjnego cenowo surowca, zwiększa bezpieczeństwo dostaw gazu dla odbiorców oraz oferuje możliwości bilansowe. Dzięki temu koncern może przedstawić swoim klientom interesującą alternatywę dla dostaw na polskim rynku.

Warto też wspomnieć, że oprócz zwolnienia na obrót hurtowy i giełdowy od pierwszego października spółka posiada taryfę dla gazu ziemnego wysokometanowego, co otwiera nowe możliwości handlowe dotarcia do odbiorców końcowych. Oferta produktowa PKN ORLEN zawiera nie tylko tradycyjne umowy kompleksowe oparte na stałych cenach, ale może być dopasowana także do indywidualnych potrzeb klienta (formuła cenowa oparta na



Wykres historycznego i planowanego zużycia gazu ziemnego w PKN ORLEN.

notowaniach gazu na giełdach, dostawach spotowych, sprzedaży gazu w wirtualnym punkcie czy na punktach granicznych, obsłudze logistycznej itd.). Pierwsze transakcje handlowe PKN ORLEN z klientami zostały już zrealizowane.

## PRZESZKODY NA POLSKIEJ DRODZE DO LIBERALIZACJI SEKTORA GAZOWEGO

Od początku PKN ORLEN aktywnie uczestniczy w procesie liberalizacji sektora gazowego, widząc w nim szansę na poprawę warunków konkurencyjnych dla przemysłu funkcjonującego na podstawie wysokiego wskaźnika zużycia paliwa gazowego (przemysł rafineryjny, chemiczny i inne). Tempo zmian na polskim rynku gazu odbiega jednak znacząco od oczekiwań odbiorców gazu, a także potencjalnych nowych graczy na rynku.

Szczególnie dotkliwie można było to odczuć w ostatnich dziewięciu miesiącach, kiedy ceny gazu w krajach europejskich obniżały się nawet o 40% w stosunku do tego, co zmuszony był płacić polski przemysł. Co ciekawe, polskie notowania gazu na Towarowej Giełdzie Energii w dużym stopniu odzwierciedlały niżkowy trend dla cen gazu, dlaczego więc najwięksi odbiorcy gazu pozostawali bierni na tak atrakcyjną ofertę na własnym rynku? Odpowiedź jest prosta: ponieważ byli związani klauzulami bierz-lub-płać (*take-or-pay*), zawartymi w kontraktach długoterminowych, podpisanych często od kilkunastu do kilkudziesięciu lat temu w zupełnie innych warunkach rynkowych. Dlatego, kiedy konkurenci polskich firm chemicznych, hutniczych i rafineryjnych w Europie korzystali z niskich cen gazu, polski przemysł zmuszony był trwać przy starych i nieoddających rzeczywistości rynkowej umowach, co osłabiało jego konkurencyjność.

Powyższy fakt pokazuje też, że sama dostępność gazu (nawet taniego) wygenerowana przez obligo giełdowe, wprowadzone w celu liberalizacji rynku gazowego w Polsce, nie wystarczy do stworzenia warunków dla obrotu handlowego. Instrument obligo giełdowego sam w sobie okazał się mało skuteczny, ponieważ nie zawierał podstawowego elementu komplementarnego: nie regulował kwestii kontraktów długoterminowych. Pomimo stworzenia (dzięki obligo) podaży gazu na polskiej TGE, nie stworzono narzędzia umożliwiającego pobudzenie strony popytowej, w efekcie czego wolumen transakcji giełdowych pozostawał niewielki i niemożliwe okazało się wywiązanie się z obowiązku obligo giełdowego. Niewiele też wniosły decyzje zobowiązujące UOKiK z 2012 r. i 2013 r., które odnosiły się bezpośrednio do sytuacji wieloletnich klientów krajowego monopolisty.

Rozwiązaniem tej sytuacji nie jest uwolnienie cen gazu, ponieważ w obecnie tak silnie skoncentrowanej strukturze rynkowej i nierozwiązanej kwestii kontraktów długoterminowych oznaczać to może niekontrolowane podwyżki dla polskiego przemysłu. Niestety, dla rewolucjonistów wiadomość jest pesymistyczna: nie można jednym ruchem przeciąć węzła gordyjskiego polskiego monopolu w sektorze gazowym. Rozwiązania powinny być kompleksowe i dawać równe szanse zarówno dostawcom (obecnym i przyszłym), jak i odbiorcom gazu, którym liberalizacja powinna stwarzać nowe możliwości pozyskania surowca po atrakcyjnej cenie.

pozytywnie należy ocenić rozwój infrastruktury gazowej w ostatnich latach, co *de facto* umożliwiło takim podmiotom, jak

PKN ORLEN rozpoczęcie działalności w obszarze gazu ziemnego. Uruchomienie w przyszłym roku terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu, a przede wszystkim rozbudowa punktu wzajemnego połączenia na SGT Jamał, zwiększająca dostępne moce w ramach wirtualnego rewesu, powinny w znacznym stopniu nie tylko zwiększyć niezależność od dostaw z kierunku wschodniego, ale także pobudzić rynek i dać impuls dla nowych ofert alternatywnych dostawców.

Teoretycznie najszybsze zmiany do wprowadzenia w sektorze, które zwiększyłyby szanse na jego liberalizację, to zmiany regulacyjne. Istnieją w obecnym kształcie regulacyjnym rozporządzenia i ustawy, które co najmniej nie sprzyjają działalności obrotowej nowych dostawców na rynku gazu.

Przykładem takiego rozwiązania legislacyjnego jest rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Wprowadza ono obowiązek dywersyfikacyjny, który w polskich warunkach infrastrukturalnych jest praktycznie niemożliwy do spełnienia. Największe możliwości dla importu gazu z kierunku innego niż wschodni dla nowych graczy stwarza wirtualny rewers na SGT Jamał. Interkonektory z Niemcami w Lasowie i z Czechami w Cieszynie obecnie w większości są zarezerwowane długoterminowo przez podmiot zasiedziały, a więc są niedostępne z perspektywy nowych klientów. Rewers wirtualny traktowany jest jednak przez regulatora jak import gazu rosyjskiego (mimo że gaz jest kontraktowany z firmami z krajów UE), co oznacza, że spółka planująca kupić gaz przez SGT Jamał do dalszej odsprzedaży, musi to źródło dostaw zdywersyfikować innym, nierosyjskim (i nieunijnym) paliwem gazowym. Problem polega na tym, że obecna infrastruktura gazowa nie pozwala na sprowadzanie gazu z innego kierunku niż kraje Unii Europejskiej czy Rosja.

Innym rozwiązaniem legislacyjnym, utrudniającym funkcjonowanie konkurencyjnych podmiotów na polskim rynku gazowym, jest ustawa o zapasach obowiązkowych. Zobowiązuje ona dostawców, planujących odsprzedaż gazu i importujących więcej niż 100 mln Nm<sup>3</sup>, do tworzenia zapasów obowiązkowych. W ten sposób ustawa, która w swoim zamyśle miała zwiększać bezpieczeństwo dostaw, w praktyce powoduje jego obniżenie poprzez zniechęcenie dużej części firm do wejścia na polski rynek. Przyczyna ich rezygnacji leży w braku możliwości stworzenia konkurencyjnej oferty dla polskich klientów przez konieczność dodania do niej kosztów magazynowania gazu w Polsce, należących do jednych z najwyższych w naszym regionie i o niewielkiej dostępności pojemności. W efekcie nowi gracze przyjmują jedną z dwóch strategii: albo ograniczają swoją działalność na polskim rynku do 100 mln m<sup>3</sup>, albo szukają wśród polskich klientów takich, którzy będą w stanie samodzielnie przetransportować gaz z Niemiec i zamiast obrotu na polskiej ziemi realizują ten obrót na ziemi niemieckiej (ze wszystkimi straconymi szansami podatkowymi dla Rzeczypospolitej Polskiej).

Rozwój PKN ORLEN w obszarze gazu ziemnego w dużej części będzie zależał od możliwości, które zostaną stworzone przez odpowiednie rozwiązania rynkowe, regulacyjne oraz infrastrukturalne.

**Autorka jest zastępcą dyrektora Biura Handlu Gazem w PKN ORLEN.**

# Energia z OZE magazynowana w sieciach gazowych

Robert Aszkiewicz, Sławomir Giec, cGAS controls – Rawicz

OZE, wykorzystywane w tradycyjny sposób jako pojedyncze elementy łańcucha wytwarzania i dostaw energii, obok niewątpliwych zalet mają również istotne wady.

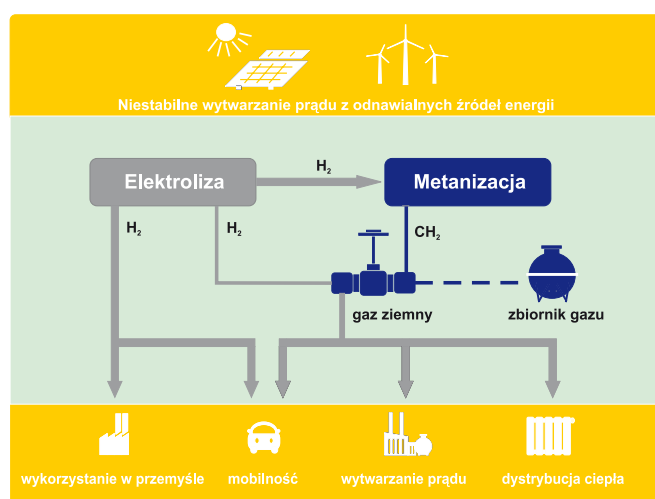
Ich główne słabe strony to brak ciągłości dostaw energii, trudna przewidywalność poziomu jej produkcji oraz brak efektywnych systemów magazynowania wytworzonej energii. Biogaz wykorzystuje się głównie jako paliwo dla generatorów prądu elektrycznego i jako źródło energii do ogrzewania wody. Podstawowe wady wytwórni biometanu to ekonomiczna konieczność wykorzystania większości wyprodukowanej energii w pobliżu biogazowni, techniczny wymóg zagospodarowania w pobliżu biogazowni energii cieplnej, powstającej w wyniku spalania biogazu, oraz brak efektywnych systemów magazynowania wytworzonej energii.

Przy rosnącym udziale OZE w celu zapewnienia ekonomicznej eksploatacji konwencjonalnych elektrowni i stabilności systemu w sieciach prądu konieczne są działania kompensujące fluktuacje. Główny kierunek tych działań to rozbudowa sieci, rozbudowa efektywnych, długookresowych magazynów energii oraz systemów zarządzania energią. Jednym z takich działań kompensacyjnych jest system magazynowania energii wiatru i słońca w sieciach gazowych, który jest obecnie testowany w Niemczech pod oficjalną nazwą „Power to Gas”.

## „POWER TO GAS”.

„Power to Gas” to koncepcja polegająca na połączeniu systemu energetycznego z infrastrukturą gazowniczą. Dotychczas gaz i prąd w systemie energetycznym funkcjonowały oddzielnie. Gaz ziemny jest, co prawda, w części wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej, ale prąd nie jest przetwarzany na gaz w celu zmagazynowania wytworzonej energii elektrycznej. Wielką zaletą infrastruktury gazowniczej jest to, że w jej przypadku, w przeciwieństwie do sieci energetycznej, istnieje możliwość długookresowego magazynowania dużych ilości energii. Zawsze istniał problem magazynowania wytworzonej energii elektrycznej. Technologia „Power To Gas”, która bazuje na zasadzie elektrolizy wody, czyli rozdzieleniu jej na cząsteczki wodoru i tlenu, otwiera przed nami nowe możliwości. Dokonujemy tego za pomocą energii ze źródeł odnawialnych, takich jak np. elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Możemy wówczas zatłoczyć do gazociągu wodór i zmagazynować go do momentu wzrostu zapotrzebowania na energię. Wtedy zmagazynowany wodór ponownie można

Rys. 1. „Power to GAS” według Deutsche Energie-Agentur

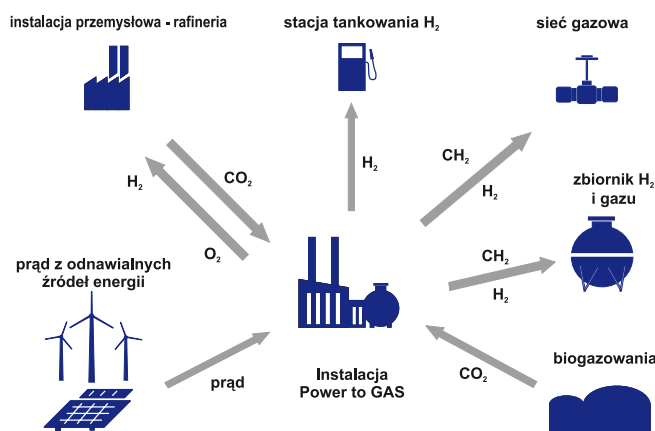


przetworzyć na prąd. Poza tym można go wykorzystać jako źródło ciepła oraz jako paliwo.

Według obowiązującego w Niemczech standardu technicznego DVGW G260, zatłaczanie metanu do sieci ograniczone jest do 5% objętości systemu. Niemieccy gazownicy, uwzględniając techniczne ograniczenia w zakresie kompresorów i struktury magazynów, rzeczywisty możliwy poziom realizacji szacują na 1–3% objętości. Poziom ten w bilansie rocznym dystrybucji gazu Niemiec oznacza około 1–3 TWh.

Następny krok to metanizacja wodoru przy udziale dwutlenku węgla. CO<sub>2</sub> możemy pozyskać np. z innej instalacji produkującej energię odnawialną, czyli biogazowni, gdzie

Rys. 2. Czynniki decydujące o lokalizacji „Power to Gas” według Deutsche Energie-Agentur

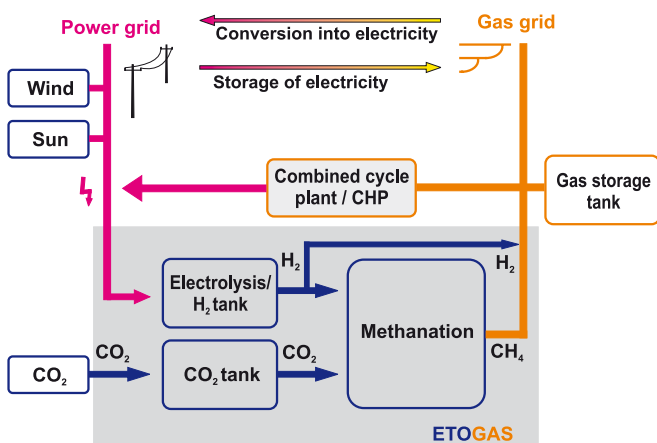




jest on produktem odpadowym w procesie oczyszczania metanu.

Pojemność sieci gazu ziemnego w Niemczech (powyżej 200 000 GWh) odpowiada kilkumiesięcznemu zapotrzebowaniu tego kraju na energię. Przy porównaniu z pojemnością wszystkich elektrowni szczytowo-pompowych w Niemczech (około 40 GWh) oznacza to możliwość magazynowania dużych nadwyżek prądu z OZE i wykorzystywania ich według priorytetów, ponieważ zatłaczanie jest już technicznie możliwe i praktycznie wykonalne. Ponadto, transport energii poprzez sieć gazowniczą odbywa się przy o wiele mniejszych stratach (około < 0,1%) niż straty mocy w sieci (8%). Koszty składowania 1 kWh szacowane są na 0,10 euro dla wodoru i 0,15 euro dla metanu.

Rys. 3. Schemat projektu Siemens



Źródło: Siemens.

Sercem takiego układu jest system związany z hydrolizą wody. Najnowszą technologią stosowaną w tego typu rozwiązaniach jest tzw. PEM (*proton exchange membrane/polymer electrolyte membrane*). W membranach PEM elektrolitem są polimery. Polimery te, poza tym, że są relatywnie tanie w produkcji i nie powodują zagrożenia powstawania wycieków, pozwalają się formować w cienkie elastyczne warstwy. Po obu stronach elektrolitu naniesione są w postaci cienkiej warstwy katalizatorów oraz warstwy gazo-dyfuzyjnej dla odprowadzenia gazów. W tego typu systemach katalizatorem jest najczęściej platyna, a warstwą gazo-dyfuzyjną włókna węglowe. Technologia ta ma też swoje ograniczenia. Otóż, możliwe jest stosowanie ogniw o mocy zasilającej do 100 kW. Obecnie trwają prace nad nową generacją ogniw, mających moc 1 MW przy zachowaniu kompaktowości konstrukcji.

Obecnie najwięksi gracze na niemieckim rynku energetycznym prowadzą badania związane z możliwością wykorzystania techniki „Power To Gas” w praktyce. Oto dwa przykłady.

## PROJEKT PILOTAŻOWY – SIEMENS

System elektrolizy zrealizowany przez SIEMENS we współpracy z RWE Power i Bayer MaterialSciences w elektrowni Niederaussem w pobliżu Kolonii. Elektroliza odbywa się za pomocą tzw. *proton exchange membranes* (PEMs). Sprawność

Rys. 4. Instalacja Siemens



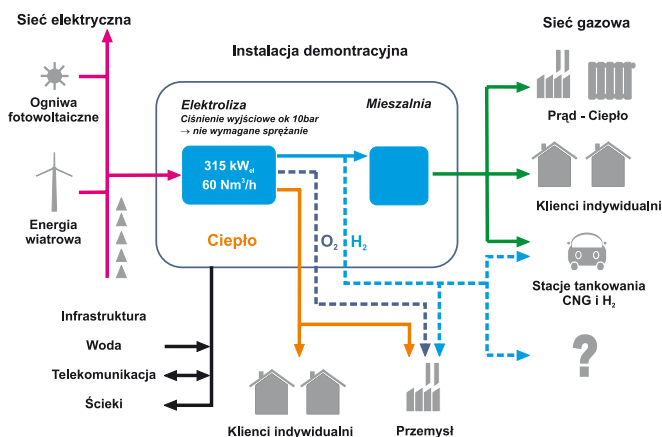
Źródło: Siemens.

systemu wynosi 60–75% i jest zależna od stopnia wykorzystania instalacji. 5% metanu zatłaczane jest do sieci, a reszta spalana jest w konwencjonalnych turbinach.

## PROJEKT PILOTAŻOWY – PRĄD NA GAZ – THÜGA

Instalacja demonstracyjna Thüga-Gruppe jest eksploatowana we Frankfurcie nad Menem. Prąd doprowadzony jest do instalacji przewodem wejściowym o mocy 320 kW. Produkcja H<sub>2</sub> wynosi 60 Nm<sup>3</sup>/h, które zatłaczane są do sieci dystrybucji gazu o ciśnieniu roboczym wynoszącym 3 bary. Ilość ciepła nadająca się do wykorzystania ustalana jest w ramach równoległe realizowanego projektu badawczego.

Rys. 5. Schemat projektu Thüga



Źródło: Thüga.

Rys. 6. Instalacja Thüga



Źródło: Thüga.

Systemy „Power to Gas” pozwalają na zbilansowanie fluktuacji związanych z odbiorem energii, gdy produkcja przewyższa zużycie, a istnieje możliwość wyprodukowania energii elektrycznej. Przy dostępnych obecnie technologiach produkcji odnawialnej energii elektrycznej, jak biogazownie, elektrownie wiatrowe czy fotowoltaiczne, możliwe staje się produkowanie energii w postaci zmagazynowanego wodoru czy metanu. Daje to nowe spojrzenie na produkcję energii odnawialnej.

# Staramy się być przedsiębiorstwem odpowiedzialnym społecznie

Ryszard Węcowski

W rozwiniętych gospodarkach rynkowych społeczna odpowiedzialność biznesu jest elementem standardowo uwzględnianym podczas tworzenia strategii działania przedsiębiorstwa. Podejmując ważne decyzje biznesowe, firmy biorą więc pod uwagę nie tylko aspekty czysto ekonomiczne, ale również koszty środowiskowe podejmowanych działań, a także uwagi zgłaszane przez pozostałych interesariuszy, takich jak społeczność lokalna, pracownicy czy klienci.

Nie inaczej jest w przypadku G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. Od początku istnienia spółka stara się utrzymywać jak najlepsze relacje z klientami i samorządami lokalnymi, dba o środowisko oraz zapewnia odpowiedni komfort pracy pracownikom. Około dziesięciu lat temu spółka postanowiła uporządkować działania w tym zakresie. W rezultacie wybrała kilka przedsięwzięć, w które od tego czasu corocznie się angażuje. Przedsięwzięcia te można podzielić na dwa rodzaje.

Pierwsze dotyczą popularyzacji zagadnień związanych z gazem ziemnym, obecnymi i przyszłymi zastosowaniami tego paliwa, a także bezpieczeństwem jego użytkowania. Przedsięwzięcia tego typu spółka realizuje samodzielnie. Najważniejszą rolę odgrywa wśród nich konkurs plastyczny dla uczniów szkół podstawowych. Jest on organizowany nieprzerwanie od 2006 roku. W jego tegorocznej edycji uczniowie mieli za zadanie zaprojektować miejską latarnię gazową. W poprzednich edycjach konkursu musieli oni natomiast przygotować między innymi komiks na temat tajemnic gazu ziemnego lub przedstawić swoje wizje ekologicznego domu ogrzewanego paliwem gazowym. W rywalizacji co roku bierze udział kilkanaście szkół. Zwycięskie otrzymują w nagrodę pomoce naukowe. Indywidualnie nagradzani są także uczniowie, którzy przygotowali zwycięskie prace oraz opiekujący się nimi nauczyciele.

Innym wydarzeniem tego rodzaju jest udział G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. w Pikniku Naukowym w Warszawie, organizowanym przez Polskie Radio oraz Centrum Nauki Koper-

nik. Celem pikniku jest rozbudzanie ciekawości i inspirowanie do samodzielnego poszerzania wiedzy. Spółka uczestniczy w pikniku od 2007 roku we współpracy z Ambasadą Republiki Federalnej Niemiec w Warszawie. W ramach swoich prezentacji spółka stara się zapoznać zwiedzających ze współczesną techniką gazową. W bieżącym roku spółka prezentowała nawianialnię konstrukcji firmy partnerskiej cGas. W poprzednich latach eksponowane były między innymi pojazdy zasilane sprężonym gazem ziemnym czy miniaturowe agregaty kogeneracyjne.



Stoisko G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. na Pikniku Naukowym 2014.

Druga grupa prowadzonych przez G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. działań służy podkreśleniu jej zaangażowania w życie lokalnych społeczności. Zdaniem spółki, działania takie są szczególnie istotne, bowiem w przypadku przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego członkowie społeczności lokalnych są jednocześnie sąsiadami, klientami, a czasem także pracownikami spółki. Inwestując w dobrosąsiedzkie stosunki ze wspólnotami lokalnymi, buduje się więc często przyjacielskie relacje z kilkoma grupami interesariuszy jednocześnie. Wsparcie spółki dla lokalnych społeczności realizowane jest poprzez wspieranie istotnych wydarzeń kulturalnych i sportowych, organizowanych przez mieszkańców i władze lokalne.

Na najistotniejsze wydarzenie wspierane przez G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. zaczyna wyrastać Bieg Lwa – cykliczna impreza biegowa, organizowana od trzech lat w Tarnowie Podgórnym. Na fali rosnącej popularności biegania impreza



ta rozwija się bardzo dynamicznie. Obecnie uczestnicy mogą wybierać z całego zastawu różnorodnych biegów, przygotowanych z myślą o zawodnikach w różnym wieku i o różnej kondycji fizycznej. Spółka wspiera Bieg Lwa od początku jego istnienia. Ponieważ organizowany jest on w gminie, w której zlokalizowana jest siedziba spółki, G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. może wspierać imprezę nie tylko poprzez dotacje finansowe, ale także przez bezpośrednią pomoc w jej organizacji. Spółka objęła patronatem jedno z wydarzeń sportowych organizowanych podczas całej imprezy – Bieg Lwiątek – serię biegów dla dzieci z różnych grup wiekowych. W ramach wsparcia G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. wszystkim uczestnikom zapewnia pakiety startowe oraz medale. Dodatkowo spółka dostarcza koszulki dla wolontariuszy, namiot organizatora oraz zapewnia dzieciom dodatkowe atrakcje.

Innym wydarzeniem sportowym, wspieranym przez G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o., jest odbywający się co roku w lecie we Władysławowie Festiwal Gwiazd Sportu. Główną atrakcją tego wydarzenia jest możliwość spotkania wybitnych obecnych i byłych sportowców, zapraszanych w celu odsłonięcia swoich gwiazd na istniejącej w mieście Alei Gwiazd Sportu. W tym roku gwiazdy odsłanili himalaiści, z pierwszym zdobywcą Korony Himalajów – Reinholdem Messnerem na czele. Festiwal odbywa się od piętnastu lat, a spółka wspiera go nieprzerwanie od 2007 r. W poprzednich edycjach swoje gwiazdy odsłaniali tacy znani sportowcy, jak Michel Platini, Krzysztof Hołowczyc, Czesław Lang, Włodzimierz Lubański, Jan Tomaszewski, Zbigniew Boniek, Mariusz Czerkawski, Tomasz Gollob czy Dariusz Michalczewski. G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. wspiera imprezę finansowo, jest także współfundatorem fontanny zlokalizowanej przy Alei Gwiazd Sportu.



Najmłodszy uczestnicy Biegu Lwiątek na starcie (2014 r.).

G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. współfinansuje także Międzynarodowy Festiwal Muzyki Organowej i Kameralnej w Kamieniu Pomorskim. Na festiwal ten składa się cykl koncertów wykonywanych w okresie letnim w kamieńskiej katedrze. Co roku przyciągają one rzesze chętnych, chcących posłuchać solistów, zespołów kameralnych, chórów i orkiestr z całego świata, a także zapoznać się z brzmieniem XVII-wiecznych organów – jednego z najcenniejszych tego typu instrumentów w Polsce. Festiwal jest najstarszym wydarzeniem wspieranym przez spółkę, w bieżącym roku obchodził 50-lecie.



Dr Bernard Rudkowski, prezes G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o., w towarzystwie dr Grażyny Cern, burmistrza Władysławowa, wręcza pamiątkową gwiazdę Reinholdowi Messnerowi (Festiwal Gwiazd Sportu, Władysławowo 2014 r.).

Uczestnictwo w opisanych powyżej wydarzeniach jest dla spółki bardzo istotne, działa ona bowiem na rynku silnie zdominowanym przez jeden podmiot, który dla większości Polaków jest jedyną rozpoznawalną marką w branży gazowniczej. Dodatkowo, sprzedawany i dystrybuowany przez



Występ Męsko-Chłopięcego Chóru „Azouliukas” z Wilna pod batutą Vytautasa Miškinisa podczas Międzynarodowego Festiwalu Muzyki Organowej i Kameralnej w Kamieniu Pomorskim (2014 r.).

G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o. produkt ma charakter masowy i nie różni się niczym od towaru oferowanego przez konkurentów. Udział w opisanych powyżej wydarzeniach pozwala więc spółce – oprócz budowania pozytywnych relacji z interesariuszami – zwiększyć rozpoznawalność własnej marki i wyróżnić się wśród pozostałych konkurentów. Przyczynia się także do budowania pozytywnego wizerunku gazu ziemnego jako produktu.

	G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.
	ul. Dorczyka 1
	62-080 Tamowo Podgórne
	tel. (+48) 61 829 98 12
	fax (+48) 61 829 98 22
	e-mail: gen@gen.com.pl
	www.gen.com.pl



# Sąd skazał Kraków na smog

Anna Cymer

Rok temu pisaliśmy z uznaniem (nr 4/2013), że uchwała sejmiku województwa małopolskiego z 25 listopada 2013 r. w sprawie określenia rodzajów paliw dopuszczonych do stosowania na obszarze gminy miejskiej Kraków to wydarzenie bez precedensu w działaniach na rzecz czystego powietrza w miastach w Polsce.

**A** jednak Wojewódzki Sąd Administracyjny w Krakowie nie podzielił tego entuzjazmu i 22 sierpnia br. unieważnił uchwałę w całości. WSA w uzasadnieniu orzeczenia stwierdził, że uchwała została podjęta z przekroczeniem upoważnienia ustawowego zawartego w art. 96 ustawy z 27 kwietnia 2001 r. „Prawo ochrony środowiska”, zgodnie, z którym: „Sejmik województwa może, w drodze uchwały, w celu zapobieżenia negatywnemu oddziaływaniu na środowisko lub na zabytki, określić dla terenu województwa bądź jego części rodzaje lub jakość paliw dopuszczonych do stosowania, a także sposób realizacji i kontroli tego obowiązku. Z przepisu tego wynika dopuszczalność różnicowania aktem prawa miejscowego sytuacji prawnej obywateli tylko co do stosowania określonego typu paliw oraz co do terytorium. Uchwalodawca zaś wprowadził kryterium dodatkowe w postaci celu stosowania określonego paliwa (ogrzewanie lokali lub budynków i przygotowywanie ciepłej wody użytkowej), a nadto kryterium rodzaju instalacji działających przy użyciu paliw. Literalna interpretacja art. 96 p.o.ś. prowadzi do wniosku, że możliwość wykorzystania przez sejmik samorządowy uprawnienia mu określonego dotyczy tylko sytuacji wyjątkowych, w których przestrzega się zasady równego traktowania podmiotów korzystających ze środowiska, nie jest zaś instrumentem osiągnięcia doraźnych efektów, nawet w imię ważnych społecznie celów, zwłaszcza kosztem tylko niektórych osób, i to poprzez nakładanie na nie obowiązków finansowych, których niewykonanie jest zagrożone możliwością wielokrotnego stosowania sankcji karnej, względnie także innymi negatywnymi konsekwencjami, które można wywołać i egzekwować poprzez dowolne kształtowanie nakazów dotyczą-

cych sposobu realizacji i kontroli zaskarżonej uchwały.” I w takim stylu uzasadnienie rozprawia się na ponad czterdziestu stronach z uchwałą sejmiku, nie unikając nawet takich na przykład sformułowań: „Zaskarżona uchwała została podjęta w sposób naruszający zasadę przyzwoitej legislacji. (...) Poszczególne przepisy powinny być sformułowane poprawnie z punktu widzenia językowego i logicznego”.

Urząd Marszałkowski odwołał się od niekorzystnego orzeczenia, a zatem o losie uchwały zadecyduje Naczelny Sąd Administracyjny w Warszawie. Do czasu wydania decyzji – co może potrwać długo – uchwała obowiązuje i krakowski program eliminacji niskiej emisji jest realizowany. Ewa Olszowska-Dej, dyrektor Wydziału Kształtowania Środowiska Urzędu Miasta Krakowa zauważa jednak, że „wyrok WSA może działać zniechęcająco i będzie trudniej zdyscyplinować mieszkańców do wymiany pieców”. Te obawy podzielił radni, modyfikując program ochrony powietrza w ten sposób, że 100 proc. dofinansowania otrzymają mieszkańcy w tym i w przyszłym roku, a w kolejnych latach będzie się ono zmniejszać. Ten sposób gratyfikacji mieszkańców, którzy już dziś decydują się na wymianę pieców, powinien – zdaniem radnych – przyspieszyć walkę ze smogiem.

Miniony rok realizacji antysmogowej uchwały należy uznać za sukces. Co prawda, Kraków już od 1995 roku prowadzi program dotacji do wymiany pieców. W okresie 1995–2011 wydano na ten cel łącznie prawie 14 mln zł, zlikwidowano prawie 20 tys. pieców i 341 kotłowni.

Ostatnio nastąpiło jednak przyspieszenie działań. W latach 2012–2013 zlikwidowano 1975 pieców i 271 kotłowni. Zwiększona kwota dofinansowania rekompensuje

90–100% budowy wewnętrznych instalacji grzewczych, powstających w ramach zmiany sposobu ogrzewania w związku z likwidacją pieców i kotłowni na paliwo stałe. W okresie od stycznia 2014 r. do końca listopada 2014 r. przyjęto 2741 wniosków o udzielenie dotacji dotyczących likwidacji 3421 pieców i 1634 kotłowni na paliwo stałe. – *Przeciętna likwidowana kotłownia daje efekt ekologiczny równorzędny likwidacji ok. 6 pieców. Oznacza to – mówi Jan Machowski z biura prasowego krakowskiego ratusza – że w wyniku realizacji wniosków osiągniemy efekt ekologiczny taki, jakbyśmy zlikwidowali łącznie około 13 225 pieców.* Operacja ta pochłonie w tym roku 60 mln zł, a na rok przyszły planowana jest kwota około 63 mln zł. Przyjmując, że średnia wysokość dotacji wynosi ok. 25 tys. zł, pozytywnie rozpatrzonych może być ok. 2520 wniosków.

Po raz pierwszy w historii na antysmogowy program krakowski wydawane są dziesiątki milionów zł, ale też po raz pierwszy obserwujemy tak wielki odzew mieszkańców.

**W 2741 wnioskach o udzielenie dotacji złożonych w 2014 r. jako rodzaj planowanego do zainstalowania ogrzewania wskazano:**

**gazowe – 2481  
elektryczne – 152  
MPEC – 91  
pompy ciepła – 12  
olejowe – 5.**

By ten program skończył się sukcesem, miasto podpisało umowę o współpracy z AGH, aby wspomóc analityczne i badawcze zaplecze programu, by znać jego efekty i stosownie modyfikować mechanizmy funkcjonowania. Muszą też uaktywnić się krakowscy politycy i stworzyć silne lobby, by wreszcie – co zapowiadał wiceminister środowiska – rozpocząć procedowanie nad nowelizacją prawa ochrony środowiska – taką, by samorządy miały możliwość wprowadzania zakazu palenia węglem. Bo na razie nad Krakowem wisi wyrok WSA, skazujący miasto na smog.



# XV JUBILEUSZOWE MISTRZOSTWA POLSKI

## Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim

### Konferencja „Rola sportu w biznesie” pod Patronatem Prezesa PGNiG S.A.

**12 - 15 lutego 2015 \*\*HOTEL ARŁAMÓW\*\***

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



Koncert zespołu



Więcej informacji: [www.alpejczyk.pl](http://www.alpejczyk.pl)

PATRONAT MEDIALNY



Medialnie rzecz biorąc, w świecie liczą się tylko korporacje. Na 100 najsilniejszych gospodarek świata 34 to gospodarki państw, a 66 to gospodarki korporacji transnarodowych. Peter Drucker, guru światowego *management*, twierdzi natomiast, że nawet w korporacjach najważniejszy jest człowiek, pracownicy, których nazywa *knowledge workers*. To nie jest medialne, ale podzielane przez liderów zarządzania w firmach, w których właśnie kapitał ludzki ma znaczenie. Należy do nich Wojciech Kowalski.

---

## Adam Cymer

**W**ojciech Kowalski twierdzi, że od początku swojej kariery zawodowej miał szczęście – trafił na prawdziwe osobowości, które nauczyły go, że firma to siła organizacji, ale też ludzie i ich wiedza.

Po skończeniu Wydziału Mechanicznego na Politechnice Wrocławskiej i odbyciu rocznej służby wojskowej, pierwszym miejscem jego pracy stał się Gazoprojekt, wówczas oddział Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG. To była wtedy główna firma projektowa sektora gazowniczego, o wielkim portfelu zleceń, zatrudniająca bez mała kilkuset pracowników. Zaczynał w lutym 1986 roku od stanowiska asystenta projektanta w zespole tłoczniowym, zajmującym się stacjami kompresorowymi gazu i od razu trafił na poważny projekt – rozbudowę tłoczni gazu w Pogórskiej Woli. Kolejnym dużym projektem była rozbudowa tłoczni gazu w Rembelszczyźnie. Ale wielkim doświadczeniem był rok 1992, gdy rozpoczynano prace związane z budową pierwszego w Polsce i jednego z nielicznych w Europie kawernowego podziemnego magazynu gazu w Mogilnie. – *To była prawdziwa wyprawa w nieznanie – wspomina dzisiaj Wojciech Kowalski. – Co prawda, główne stery trzymali geolodowie i górnicy, a nasza rola sprowadzała się do zaprojektowania niezbędnych instalacji magazynu, jednak wyzwani nie brakowało. Pamiętam, że przy projekcie miałem problem z zaprojektowaniem podgrzewaczy gazu, które miały pracować przy wysokim ciśnieniu na poziomie 22 MPa i poszedłem z tym do inż. Lecha Siadaka, generalnego projektanta, a on dał mi pięć czy sześć podręczników i polecił popracować nad tym samodzielnie. Nasi ówcześni starsi koledzy inżynierowie to były autorytety – aby zadawać im pytania, trzeba było być bardzo dobrze przygotowanym. Niejednokrotnie samo zadawanie pytań wymagało więcej trudu niż zrozumienie udzielanych odpowiedzi. Ale był to wysiłek, który warto było podejmować. Zdobywaliśmy wiedzę od najlepszych, zawsze*

# Pragmatyk



*mogliśmy liczyć na ich pomoc. Dzisiaj to już inne czasy – młodzież, jak przychodzi do pracy, pyta o oprogramowanie, na jakim będzie pracować, a my wchodziliśmy na plac budowy z przysłowiowym ołówkiem kopiowym w ręce i... radziliśmy sobie.*

PMG Mogilno był pierwszym kawernowym magazynem w Polsce. Ale było to wielkie doświadczenie również z innego powodu – projekt był prowadzony we współpracy z Bankiem Światowym. Oznaczało to spotkanie z inną kulturą projektową i organizacyjną i było doskonałą okazją do doświadczenia w pracy w różnych zespołach, z udziałem międzynarodowych specjalistów.

Wojciech Kowalski szybko przechodził kolejne szczeble zawodowe i spodziewał się, że następnym etapem rozwoju będzie prowadzenie własnego zespołu projektowego. Tymczasem, ku swemu zaskoczeniu, otrzymał propozycję objęcia funkcji zastępcy dyrektora firmy ds. technicznych. Był rok 1994, a już rok później – po wydzieleniu ze struktur PGNiG i przekształceniu w spółkę akcyjną – został wiceprezesem BSiPG Gazoprojekt S.A., wówczas silnej firmy sektora gazowniczego, dysponującej wielkim potencjałem, o szerokim spektrum projektowym i technicznym. Jednak w czasach szalonych zmian technologicznych i przy rosnącej konkurencji rynkowej firma musiała być poddana procesom restrukturyzacji. Specjalności związane z gazyfikacją dużych miast, technologiczne i techniczne związane z pracą gazowni, zakładów koksowniczych, odsiarczaniem gazu, historyczne zawody – chemicy, chemicy procesowi – stawały się zbędne. Koncentrowano się na tematach *stricte* inżynierskich, jak budowa gazociągów, w tym również największego gazociągu tranzytowego Jamal–Europa, gdzie Gazoprojekt pełnił rolę nie tylko generalnego projektanta, ale również zaprojektował całą inwestycję. Ważnym zadaniem było również uczestnictwo w pierwszych pracach koncepcyjnych budowy terminalu LNG.



– Doświadczenia z lat przepracowanych w Gazoprojekcie są bezcenne – mówi Wojciech Kowalski. – To była profesjonalna, na najwyższym poziomie edukacja inżynierska i menedżerska, to była współpraca z kolegami z eksploatacji ówczesnych okręgowych zakładów gazowniczych, rzecz niezwykle ważna dla projektanta. Bo praktyka uczy skromności i studzi przekonanie, że wszystko, co powstanie na desce kreślarskiej i wygląda ładnie, da się zbudować i będzie odpowiednio działało. Siłą takiej profesjonalnej firmy projektowej jest przy tym poczucie komfortu, że zawsze można kogoś pytać, że w zespole łatwiej wypracować wartość dodaną, a przy tym nabrać przekonania, iż warto chcieć coś zrobić. Tak, moimi nauczycielami byli mistrzowie w naszym zawodzie.

Należy dodać, że w tych latach Wojciech Kowalski uzyskał projektowe i wykonawcze uprawnienia budowlane, ukończył podyplomowe studia z zakresu gazownictwa na Politechnice Warszawskiej oraz zarządzania projektami w Szkole Głównej Handlowej. Brał udział w specjalistycznych kursach z zakresu zarządzania jakością, finansami przedsiębiorstwa oraz oceny opłacalności i ryzyka projektów.

W 2009 roku rozpoczął nowe zawodowe wyzwanie. Został członkiem zarządu Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. i objął nadzór nad eksploatacją systemu przesyłowego oraz służbami dyspozytorskimi. Przez wiele miesięcy, jako wiceprezes zarządu spółki zależnej Polskie LNG S.A., aktywnie brał udział w zarządzaniu budową pierwszego w tej części Europy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu.

Temat ten był mu znany już wcześniej, ale z innej perspektywy, projektowej, z okresu pracy w Gazoprojekcie, a teraz należało spojrzeć okiem inwestora. – Wiedziałem, że to wielkie wyzwanie organizacyjne w trudnym okresie na rynku budowlanym. Od samego początku byłem przekonany, że ten projekt jest szczególnie ważny i na pewno będzie skutecznie zrealizowany. Bez wiary, że się uda nie byłoby efektywnej pracy – zapewnia Wojciech Kowalski. W tym zapewnieniu tkwi aforyzm prof. Kotarbińskiego: „jedynym stanowczym kryterium wykonalności zamiaru jest udana próba jego wykonania”.

I wszystko wskazuje na to, że ta próba będzie udana. Mimo różnych okoliczności. A warto je przypomnieć – wybuch kryzysu finansowego w 2008 roku, wschodni kryzys gazowy 2009 roku, aż wreszcie dramatyczne załamanie rynku budowlanego w 2012 roku. I mimo takiego nagromadzenia przeciwności największa polska inwestycja gazowa dobiega szczęśliwego końca.

Wojciech Kowalski ze spokojem wyznaje: – Realia często odbiegają od planów i projektów, są zmienne, ale powstały sztuki zarządzania projektami po to, aby zarządzać tymi ryzykami, ograniczać je, a niektóre nawet eliminować.

GAZ–SYSTEM S.A. oprócz koordynacji budowy terminalu LNG realizuje także duży projekt inwestycyjny, polegający na budowie ponad 1200 km nowych gazociągów. Dużym wyzwaniem bez wątpienia było poradzenie sobie ze skutecznym zarządzaniem firmami wykonawczymi, które niejednokrotnie, niestety, popadły w olbrzymie tarapaty finansowe z tytułu innych realizowanych projektów. Wymagało to wielkiej sztuki ułożenia współpracy pomiędzy wykonaw-

cami a inwestorem oraz zorganizowania samodzielnie przez GAZ–SYSTEM S.A. dostaw inwestorskich.

– Klucz do sukcesu w sytuacjach kryzysowych zawsze jest jeden – dialog stron zaangażowanych w proces – mówi Wojciech Kowalski. – Choć jestem przekonany, że gdyby wszyscy uczestnicy procedur przetargowych przygotowywali oferty zgodnie z duchem kodeksu handlowego, co oznacza generowanie zysku z kontraktów z uwzględnieniem ryzyka, to nie byłoby problemów. Po prostu kalkulacje byłyby adekwatne do zakresu i wymaganej jakości prac. To jest wartość i dla inwestora, i dla wykonawcy. Bo uczciwość ofert, oczywiście w świecie ostrej konkurencji, oznacza również kalkulację ryzyka, uzgodnienie podziału ryzyka w celu doprowadzenia do większej przewidywalności zdarzeń przyszłych. Wyciągnęliśmy wnioski z tych doświadczeń. Jak wiadomo, na przykład zdecydowaliśmy się w projektach infrastrukturalnych, jako inwestor, na zakup rur i głównej armatury dla naszych gazociągów. To ryzyko wzięliśmy na siebie, choć wielu nas przestrzegało, że sobie nie poradzimy. A jednak udało się i jestem przeświadczony, że wkrótce oddamy wszystkie z ponad 1200 km gazociągów właśnie między innymi dzięki tej decyzji. Bez niej najprawdopodobniej żaden by nie powstał, bo biorąc pod uwagę kondycję finansową firm wykonawczych, raczej mało prawdopodobna byłaby możliwość „udźwignięcia” tego typu zakupu.

Budowa terminalu LNG i gazociągów przesyłowych toczy się sprawnie również dzięki dedykowanej jej tzw. specustawie. To wiele ułatwia, ale nie eliminuje wszystkich zagrożeń, bo proces inwestycyjny rządzi się własnymi prawami, które należy na bieżąco monitorować. Jednym z takich kluczowych – dla wielu inwestorów – progów do pokonania jest komunikacja ze społecznością lokalną na terenach inwestycji. Pojawienie się wielkiego inwestora to dla wielu nadzieja na szybkie pieniądze, odszkodowania, służebności czy wręcz wymuszanie opłat za spokój społeczny. W przypadku terminalu LNG w Świnoujściu ten dialog ze społecznością lokalną był bardzo aktywny i zakrojony na szeroką skalę. Także całemu procesowi inwestycyjnemu dla nowych gazociągów przesyłowych towarzyszył regularny dialog we wszystkich gminach i ze społecznościami lokalnymi.

– Staraliśmy się uprzedzać potencjalne konflikty przez szerokie informowanie społeczności lokalnej, tłumaczenie, odpowiadanie na wszystkie pytania. Mamy do czynienia z wieloma tysiącami właścicieli, mieszkańców, urzędników. Przez taki dialog także uczymy się nawzajem i ułatwiamy sobie współpracę. Umiejętność rozmowy z ludźmi, kontakty z różnymi środowiskami to tylko wyraz mojego głębokiego przekonania, że warto robić coś z nastawieniem na współpracę ze wszystkimi zainteresowanymi i konstruktywne rozwiązywanie problemów. Wolę też brać sprawy w swoje ręce i nadawać im bieg, niż szukać wymówek, że czegoś nie da się zrobić. Tak było na przykład z porozumieniem z Urzędem Dozoru Technicznego, określającym zasady współpracy, które nie zostały doprecyzowane w ustawie. W ten sposób ułatwiliśmy sobie współpracę. I wartością samą w sobie jest dla mnie akceptacja dla takiej postawy przez moje koleżanki i kolegów z firmy. Widzę, że sympatyzują z niezgodą na robienie byle jak lub wcale. Daje to wiele satysfakcji.

# Sektor gazowniczy w Rosji

Aleksander Wasilewski

Wydobycie, transport i eksport gazu ziemnego odgrywają kluczową rolę w polityce wewnętrznej i zagranicznej Federacji Rosyjskiej. Gaz ziemny jest nie tylko niezastąpionym źródłem zasilania rosyjskiego budżetu i całej rosyjskiej gospodarki, ale też jednym z głównych instrumentów udziału Rosji w polityce światowej.

Gazowa polityka Rosji ma na celu – obok utrzymania konkurencyjności oferty eksportowej – zachowanie kontroli (lub znaczącego udziału w jej sprawowaniu) nad głównymi trasami transportu gazu w przestrzeni postradzieckiej i europejskiej: od miejsc wydobycia do odbiorców.

W 2013 r. dochody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego stanowiły ok. 46,1% budżetu Rosji – z eksportu ropy 194 mld USD, a gazu 28 mld USD. Wpływy z eksportu gazu stanowią ponad połowę dochodów Gazpromu, ale to nie zmienia faktu, że we współczesnej Rosji ropa daje pieniądze, a gaz władzę. Zdaniem Aleksieja Millera, prezesa Gazpromu, „gazowy biznes to coś pośredniego między sztuką i wojną”.

Eksport ropy, gazu i węgla z Rosji

Nazwa	Jednostka	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ropa	mln t	349	365	378	393	403	403
Gaz	mld m <sup>3</sup>	207,3	220	235	250	285	302
Węgiel	mln t	83,2	85	85	85	85	85

Źródło: Analityczny miesięcznik „Neftegazowaja Wiertikal” nr 3 (182), Moskwa, luty 2008, s. 63.

O gazie ziemnym Rosji napisano, pisze się i będzie pisać wiele. Dlatego autor postawił sobie za cel nie wskazanie miejsca gazu ziemnego i gazociągów jako instrumentu polityki w relacjach Rosji z Ukrainą, Chinami, Unią Europejską czy Polską, ale zaprezentowanie aktualnego stanu przemysłu gazowniczego Rosji.

## DOBRY DLA GAZPROMU ROK 2013

Rok 2013 był korzystny dla Gazpromu: do Europy sprzedano rekordową ilość gazu, rozpoczęto wydobycie na szelfie (złoża Kirińskie na Morzu Ochockim), a Grupa Kapitałowa Gazprom o 8,8% zwiększyła czysty zysk.

Ponadto, Gazprom odnotował przyrost udokumentowanych zasobów gazu, które na początku 2014 r. wyniosły 35,5 bln m<sup>3</sup>. Pod względem wielkości udokumentowanych zasobów Gazprom jest liderem wśród gazowych koncernów świata. Jego udział w światowych zasobach wynosi 17%, a rosyjskich – 72%.

Pięciu największych producentów gazu ziemnego na świecie w 2010 r.

Kraj	USA	Rosja	Kanada	Iran	Katar
Ilość w mld m <sup>3</sup>	611,0	588,9	159,9	138,5	116,7

Źródło: EIA, 2011.

Na terytorium Rosji Gazprom w 2013 r. wydobyl 487,4 mld m<sup>3</sup> gazu, przy czym należy podkreślić, że jego roczne moce wydobywcze wynoszą 617 mld m<sup>3</sup>. Praktycznie w ub.r. włączono do wydobycia złoża na Jamalu, co pozwoli w perspektywie krótkookresowej na zbilansowanie wydobycia spowodowanego wyczerpywaniem się już eksploatowanych złóż. Na przykład w 2013 r. wydobycie na nowym złożu Bownienkowskim wzrosło z 4,9 do 22,8 mld m<sup>3</sup> gazu.

W najbliższym czasie pełne moce produkcyjne osiągnie złożo Zapolarne. W 2013 r. spółki wydobywcze Gazpromu wydobyl 14,7 mln ton kondensatu gazowego – o 14% więcej niż w 2012 r. Gazprom w ub.r. stał się liderem wśród rosyjskich spółek paliwowych pod względem wydobycia ropy naftowej w Arktyce – do eksploatacji włączono złożo Prirazłomnoje.

Posiadane rezerwy pozwalają elastycznie reagować na sezonowe zapotrzebowanie na gaz odbiorców krajowych i zagranicznych. Ubiegłej zimy osiągnięto rekordowy, dobowy pobór gazu z magazynów podziemnych, który wyniósł 725 mln m<sup>3</sup>. W ostatnich latach umocniła się sezonowa tendencja zapotrzebowania na surowiec, na co Gazprom też się przygotował.

Obecnie Grupa Kapitałowa Gazprom uczestniczy w 35 zagranicznych projektach poszukiwawczych i wydobywczych. W ubiegłym roku gazpromowskie spółki prowadziły prace geologiczne w Tadżykistanie, Serbii, Rumunii, Węgrzech i Algierii. W październiku 2013 r. Gazprom rozpoczął wydobycie w Wietnamie i rozszerzył portfel zagranicznych projektów o inwestycje w Boliwii i Iraku. W ub.r. w wyniku wymiany aktywów pozyskał 50% akcji w projekcie na prowadzenie prac geologicznych oraz wydobycie ropy i gazu na Morzu Północnym.

Gazprom na skalę światową jest właścicielem unikalnej sieci gazociągów tranzytowych i produktowych, która w 2013 r. do przesyłu przyjęła 659 mld m<sup>3</sup> gazu, to jest więcej niż roczne zużycie całej Europy. Gazprom Transgaz Białoruś stał się bardzo

ważnym, efektywnym aktywem koncernu na kierunku zachodnim. Szczególne znaczenie mają morskie trasy przesyłu gazu – Błękitny Potok i Gazociąg Północny – w ub.r. zapewniły 23% kontraktów długoterminowych.

W 2013 r. Gazprom został liderem wśród naftowo-gazowych koncernów paliwowych świata pod względem czystego zysku – 35,8 mld USD. Na drugim miejscu uplasował się amerykański ExxonMobil – 32,6, a na trzecim brytyjsko-holenderski BP – 23,5 mld USD. W rankingu dziesięciu najlepszych kompanii świata Gazprom ustąpił miejsca tylko ICBC (*Industrial and Commercial Bank of China*) i Apple.

## BOGATE I PERSPEKTYWICZNE ZŁOŻA

Na obszarze Rosji odkryto unikalne złoża gazu, które cechuje wysoki stopień koncentracji. Z dziesięciu największych dotychczas odkrytych na świecie złóż gazu ziemnego aż sześć zlokalizowano na obszarze zachodniej Syberii. Są to: Urengoj, Jamburg, Bowanienkowo, Rusanowskie, Leningradzkie i Zapolarne.

Struktura wydobycia gazu Grupy Kapitałowej Gazprom w 2010 r. (w %)

Nazwa spółki	Jamburg	Urengoj	Nojabrsk	Nadym	Pozostałe
Udział w %	40,0	21,2	12,0	11,0	15,8

Źródło: Gazprom 2011.

Eksploatacja złóż zachodniosyberyjskich, które przez ostatnie 40 lat decydowały o potęgę gazowej Związku Radzieckiego, a teraz Federacji Rosyjskiej (stanowiły 92% ogólnego wydobycia), zbliża się do końca. Tylko w latach 1990–2005 w zachodniej Syberii wydobyto 12,8 bln m<sup>3</sup> gazu, a udokumentowane zasoby na początku obecnej dekady wynosiły 46,8 bln m<sup>3</sup>. Złóże Urengoj jest wyeksploatowane w 67%, a Jamburg w 46%.

Wrz z końcem epoki „sowieckich” zasobów gazu rozpoczyna się zagospodarowanie złóż na Półwyspie Jamal, szelfie Morza Barentsa i Karskiego oraz wschodniej Syberii i Dalekim Wschodzie. W XXI w. o miejscu Rosji na gazowej mapie świata będą decydować złoża arktyczne i wschodniosyberyjskie. W ocenie rosyjskich ekspertów zasoby tylko udokumentowanych złóż gazu na Jamalu i szelfie mórz do niego przylegających wynoszą 50 bln m<sup>3</sup>. Przy obecnym tempie wydobycia zaspokoją krajowe i eksportowe potrzeby Rosji na 67 lat.

Wydobycie gazu Grupy Kapitałowej Gazprom (w mld m<sup>3</sup>)

Rok	2011	2012	2013	2014
Ilość	519	521	549	570

Źródło: Gazprom 2011.

## PODZIEMNE MAGAZYNY GAZU GWARANCJĄ STABILNYCH DOSTAW

Do sezonu poboru gazu 2013–2014 o 2 mld m<sup>3</sup> wzrosły moce magazynowe gazpromowskich PMG, które pozwoliły rezerwy operacyjne ustanowić na rekordowym poziomie

69 mld m<sup>3</sup>. W 2013 r. został oddany do użytku Kaliningradzki PMG, który pozwoli ustabilizować bilans energetyczny regionu.

Bardzo duże znaczenie dla eksportu i stabilności dostaw mają PMG zlokalizowane w pobliżu głównych odbiorców rosyjskiego gazu. W warunkach utrzymującego się ryzyka tranzytu posiadanie magazynów w zachodniej Europie jest wręcz pożądane. Obecnie Gazprom posiada dostęp do PMG w Austrii, Łotwie, Niemczech, Serbii i Wielkiej Brytanii.

Moce magazynowe Grupy Gazprom w sezonie 2013/2014

Wyszczególnienie	w mld m <sup>3</sup>	w mln m <sup>3</sup> /pobór dobowy
Rosyjski obszar gazowy	70,4	727,8
Postsowiecki obszar gazowy	2,8	42,8
Europejski obszar gazowy	4,2	54,4

Źródło: Magazyn Gazprom, nr 5, Moskwa 2014, s. 9.

Na terytorium Rosji Gazprom korzysta z 22 PMG: 17 to wyeksploatowane złoża gazu, 8 znajduje się w strukturach wodonośnych, a jeden w kawernie solnej. Na 31 grudnia 2013 r. ogólna wielkość PMG Gazpromu wynosiła 70,4 mld m<sup>3</sup> USD, a z rosyjskich magazynów pobrano 38,4 mld m<sup>3</sup>. W 2011 r. zarząd Gazpromu zatwierdził program rozwoju PMG w FR na lata 2011–2020, którego realizacja pozwoli zwiększyć dzienne moce poboru do 1 mld m<sup>3</sup>.

Na obszarze byłego ZSRR w 2013 r. Gazprom zmagazynował 2,5 mld m<sup>3</sup> gazu, a pobrał 2,1 mld m<sup>3</sup>. Obecny stan posiadania Gazpromu to PMG Inczukalinsk (Łotwa) Przybug, Osipowicze i Mozyrz (Białoruś) i Abowiansk (Armenia). W latach 2006–2013 Gazprom zwiększył moce magazynowe w PMG zlokalizowanych w Europie z 1,4 do 4,1 mld m<sup>3</sup>, a dzienny pobór z 18,2 do 51 mln m<sup>3</sup>. W Holandii trwają prace przy budowie PMG Bergermeer, monopolista już zmagazynował tzw. gaz buforowy dla magazynu w zamian za prawo dostępu do 1,9 mld m<sup>3</sup> pojemności magazynowej.

Prognoza wydobycia ropy, gazu i węgla w Rosji

Nazwa	Jednostka	2015	2020	2025	2030
Ropa	mln t	530	550	565	570
Gaz	mld m <sup>3</sup>	705	750	800	850
Węgiel	mln t	380	430	470	500

Źródło: Analityczny miesięcznik „NeftegazowajaWiertikal” nr 3 (182), Moskwa, luty 2008, s. 63.

## ZUŻYCIE NA RYNKU KRAJOWYM

W pierwszym półroczu 2014 r. wydobycie gazu w Rosji wyniosło 332 mld m<sup>3</sup> – nastąpił spadek o 1,1% w porównaniu z analogicznym okresem 2013 r. W czerwcu wydobycie wyniosło 46,4 mld m<sup>3</sup>. Spółki Gazpromu wydobyły 233,7 mld m<sup>3</sup>, niezależny producent Nowatek – 31,1 mld m<sup>3</sup>, Rosneft – 26,5 mld m<sup>3</sup>, Łukoil wydobyl 9,2 mld m<sup>3</sup>, GazpromNeft – 7,8 mld m<sup>3</sup>, a Surgutneftegaz – 4,6 mld m<sup>3</sup>.

Gazprom jest głównym dostawcą gazu na rynku krajowym i swego rodzaju gwarantem bezpieczeństwa i stabilności gospodarczej państwa. W 2013 r. Grupa Gazprom sprzedała na rynku rosyjskim 243,3 mld m<sup>3</sup> gazu, a wpływy – pomimo spad-



ku dostaw – wzrosły do 774 mld rubli. Gazprom jest też dostawcą tzw. gazu socjalnego, którego odbiorcami są gospodarstwa domowe o niskich budżetach. W ostatnich latach zwiększono sprzedaż gazu dla ludności takich regionów, jak Kamczatka, Kraj Przymorski i Sachalin.

Gazprom jest też odpowiedzialny za gazyfikację Rosji. Jeżeli w 2005 r. procent gazyfikacji nie przekraczał 53, to już w 2013 r. wzrósł do 65%. W 2013 r. 321 miejscowości z 41 regionów Rosji podłączono do sieci gazowej. W ub.r. w Rosji rozpoczęto realizację programu zastosowania gazu jako paliwa w środkach transportu. W 2020 r. poziom zużycia gazu jako paliwa dla transportu ma wynieść 10 mld m<sup>3</sup>, a infrastrukturę stanowiąc będzie 2000 stacji.

## KIERUNEK EUROPEJSKI

Podstawowym kierunkiem eksportu gazu z Rosji była, jest i pozostanie Europa. W 2010 r. udział Rosji w europejskim rynku gazu wyniósł 23%, Norwegii – 19%, Algierii – 10% i Kataru – 6%. Wpływy Gazpromu ze sprzedaży w 2010 r. 155 mld m<sup>3</sup> gazu wyniosły 43,9 mld USD, w 2009 r. – 42,5 mld USD. Gazprom prognozuje, że w 2030 r. jego udział w europejskim bilansie gazowym wyniesie 30%, azjatyckim – 13%, a w światowym bilansie gazu skroplonego – 14%.

W 2011 r. zużycie gazu w UE-27 + Turcja, Norwegia, Szwajcaria i kraje byłej Jugosławii wyniosło 551,1 mld m<sup>3</sup>, nastąpił spadek w porównaniu z 2010 r. o 9,6%. W Europie w 2011 r. wydobyto 288,3 mld m<sup>3</sup> (w 2010 r. 311,4 mld m<sup>3</sup>). Spadł import gazu, który wyniósł 262,8 mld m<sup>3</sup> (w 2010 r. 298,4 mld m<sup>3</sup>).

Na tle powyższych tendencji dostawy gazu rosyjskiego wzrosły o 7,9% i wyniosły 150 mld m<sup>3</sup> (w 2010 r. 139 mld m<sup>3</sup>). W 2011 r. udział Gazpromu w europejskim bilansie gazowym w porównaniu z 2010 r. zwiększył się z 24 do 27%. W ocenie gazpromowskich ekspertów, w 2030 r. zużycie gazu w Europie wzrośnie do poziomu 635–670 mld m<sup>3</sup>, a własne wydobycie spadnie do 240 mld m<sup>3</sup>. Roczny import będzie wynosił 400–430 mld m<sup>3</sup>.

W 2012 r. Gazprom planował zwiększyć eksport gazu na rynek europejski do 150–160 mld m<sup>3</sup>. Wielkość podpisanych przez Gazprom kontraktów do 2030 r. to 4 bln m<sup>3</sup>. W latach 2006–2010 wzrosła pojemność gazpromowskich magazynów gazu ziemnego w Europie Zachodniej z 1,4 do 2,5 mld m<sup>3</sup>, a dziennych mocy poboru – z 18,2 do 30 mln m<sup>3</sup>.

Najwięksi importerzy gazu z Rosji w UE w 2013 r. w mld m<sup>3</sup>

Kraj	Niemcy	Włochy	Wielka Brytania	Polska	Francja
Ilość	40,18	25,33	12,46	9,80	8,21

Źródło: GazExport i Eurogas.

W 2013 r. Grupa Gazprom sprzedała do Europy 162,7 mld m<sup>3</sup> gazu. Jest to rekord w historii rosyjskiego i sowieckiego gazownictwa, przy spadku zapotrzebowania na gaz na kontynencie o 1,5%. Tak dobry wynik był możliwy dzięki temu, że eksport na rynek europejski zmniejszyli tacy dostawcy, jak Katar – 20,7%, Nigeria – 38%, Algier – 19%, Wielka Brytania – 6%, Norwegia – 5%. Spśród krajów spoza UE najważniejszym part-

nerem Gazpromu jest Turcja, która w ub.r. kupiła 26,61 mld m<sup>3</sup> rosyjskiego gazu. Od 2012 r. Rosja umożliwiła Kazachstanowi eksport do Turcji 750 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie przez 10 lat.

W okresie styczeń–maj 2014 r. eksport gazu wyniósł 86,2 mld m<sup>3</sup>, co oznacza wzrost w wielkościach fizycznych o 7,7% i podobnie w wartości finansowej – o 7,7%. Odbiorcom z tzw. postsowieckiego obszaru gazowego sprzedano 26,6 mld m<sup>3</sup>, a odbiorcom europejskim 59,6 mld m<sup>3</sup>.

Według danych Federalnej Służby Statystycznej FR, wpływy Gazpromu z eksportu gazu za okres styczeń–sierpień 2014 r. w porównaniu z analogicznym okresem 2013 r. spadły o 4,5% i wyniosły 40 mld USD, przy czym monopolista odnotował wzrost eksportu o 0,08%, do 124,1 mld m<sup>3</sup>. Średnia cena dla zagranicznych odbiorców wyniosła 329,4, a w analogicznym okresie ub.r. 345,1 USD za 1000 m<sup>3</sup>.

Eksperti Gazpromu dzielą ocenę Güntera Oettingera z grudnia 2011 r., że w perspektywie do 2030 roku roczne zapotrzebowanie UE na gaz ziemny wyniesie 600 mld m<sup>3</sup>, a udział gazu rosyjskiego pozostanie na obecnym poziomie. Niektórzy eksperci oceniają jednak, że udział rosyjskiego gazu w bilansie paliwowym krajów unijnych będzie maleć – za sprawą dostaw LNG i gazu z łupków oraz alternatywnych źródeł energii.

Trasy eksportu gazu z Rosji do Europy

Nazwa kierunku	Nazwa gazociągów	Moce przesyłowe [mld m <sup>3</sup> ]
Północny	NordStream	55
Środkowy	Jamal–Europa	33
Południowy	Družba	120
	Blue Stream	16

Źródło: Gazprom, Moskwa 2013.

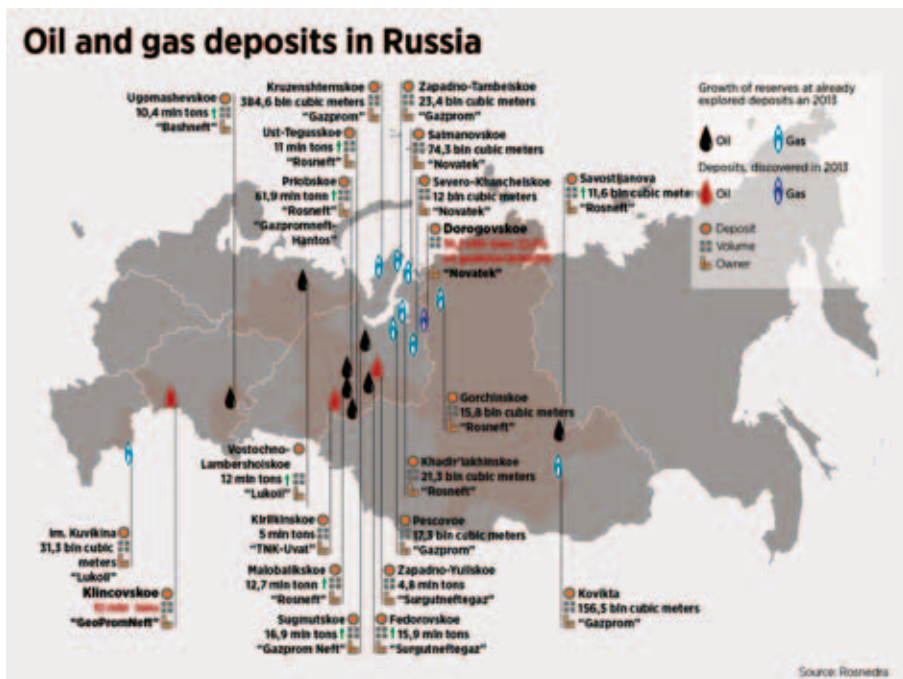
## KIERUNEK CHIŃSKI

Chiny importują gaz z różnych źródeł i kierunków po cenie od 200 do 500 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Cena turkmeńskiego gazu, który przez Rosję uważany jest za tani, na granicy celnej Chin w Horgosie wynosi 300 USD. Za 1000 m<sup>3</sup> LNG coraz rzadziej można uzyskać 400 USD. Chińczycy starają się wszystkimi możliwymi sposobami obniżyć średnią cenę importowanego gazu. Administracja chińska posiada wiele instrumentów, ażeby tym procesem kierować, ale jeden jest podstawowy – podaż przewyższa popyt.

Należy uwzględnić fakt, że Chiny są w stanie sami sfinansować wydobycie i transport gazu, co ma wpływ na politykę krajów eksporterów. Na przykład cena gazu z Turkmenistanu na granicy z Chinami jest stosunkowo niska, pomimo kosztów tranzytu przez Uzbekistan i Kazachstan, jednak do ceny końcowej należy doliczyć wysoką marżę dla paliwowego giganta, jakim jest CNPC.

W ocenie gazpromowskich ekspertów, w najbliższych latach zużycie gazu w Chinach będzie się wykazywać tendencją wzrostową. W 2010 r. wyniosło 107 mld m<sup>3</sup>, a w 2013 r. 167,6 mld m<sup>3</sup> (z tego 50,6 mld m<sup>3</sup> pochodziło z importu).

Specjaliści Instytutu Ekonomiki i Technologii przy Chińskiej Akademii Nauk prognozują w 2020 r. zużycie gazu na pozio-



Źródło: Gazprom, Moskwa 2014.

mie 420 mld m<sup>3</sup>, skromniejsi od swoich chińskich kolegów są eksperci Instytutu Badań Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk, którzy zapotrzebowanie Chin na gaz w 2020 r. oceniają na 365 mld m<sup>3</sup>, w 2030 r. na 587 mld m<sup>3</sup>, a w 2030 r. na 746 mld m<sup>3</sup>.

Ponad 10 lat Moskwa i Pekin prowadziły rozmowy o dostawach gazu z Rosji do Chin. Przez te lata praktycznie co roku podpisywany był nowy projekt porozumienia, ale szanse na podpisanie końcowego dokumentu były nikłe. Główną osią sporu była cena gazu: Chiny chciały kupować rosyjski gaz jak najtaniej – za 150–250 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Rosja opowiadała się za ceną obowiązującą odbiorców w Europie – 350 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Przyjęta formuła przywiązania przez Chińczyków ceny gazu do węgla, a przez Rosjan do ropy nie przybliżyła stanowisk obu stron.

Ponadto, przez cały proces negocjacyjny Rosja proponowała sprzedaż 68 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a Chiny były zainteresowane maksymalnie 30 mld m<sup>3</sup>. Przy czym Pekin był bardzo niezadowolony z propozycji kierunku dostaw. Moskwa chce eksportować gaz gazociągami Altaj (protestują ekolodzy). Gaz z tego kierunku powinien być dostarczony do Ujgurskiego Okręgu Autonomicznego, w którym prowadzone jest podstawowe wydobycie gazu (obecnie 106 mld m<sup>3</sup>), a w 2030 r. 500 mld m<sup>3</sup>. Również w Ujgurskim okręgu schodzą się gazociągi z Turkmenistanu, a w przyszłości i z Iranu.

Podczas rosyjsko-chińskiego spotkania na szczycie 21 maja 2014 r. w Szanghaju, Gazprom i CNPC, w obecności prezydentów Władimira Putina i Xi Jinpinga, podpisały największy w historii światowego gazownictwa kontrakt, którego wartość wynosi 400 mld USD, a obowiązywać będzie 30 lat. Pod względem wielkości dostaw i wartości kontrakt ma unikalny charakter.

Dla Rosji oznacza początek wykorzystania zasobów surowców energetycznych wschodniej Syberii, a dla Chin dadatkowe dostawy gazu. W celu realizacji tego projektu zostanie zagospodarowane złożo Czajandzijskie

i zbudowany zostanie system gazociągów Siła Syberii. Inwestycja ta nie tylko zabezpieczy realizację kontraktu, ale zwiększy też bazę surowcową dla eksportu LNG. Obecnie Chiny po Europie są drugim strategicznym kierunkiem eksportu gazu z Rosji. W ocenie analityków Standard & Poor's, rynek gazowy Europy nawet po rozpoczęciu dostaw gazu do Chin będzie decydować o budżecie Gazpromu i Rosji.

## GAZ SKROPLONY

Produkcja LNG to jeden z priorytetowych kierunków działalności Gazpromu. Fabryka skraplania gazu na Sachalinie w 2013 r. wyprodukowała 10,8 mln ton LNG. W ub.r. podjęto ostateczną decyzję w sprawie realizacji projektu Władywostok LNG w Kraju Przymorskim. Z władzami Obwodu Leningradzkiego podpisano list intencyjny w sprawie budowy Bałtyckiego LNG. Budowa kolejnej rosyjskiej fabryki skraplania gazu planowana jest na wybrzeżu Morza Barentsa.

Na kierunku azjatyckim rosyjskie interesy gazowe zapewnia obecnie tylko zbudowana w ramach projektu Sachalin 2 fabryka skraplania gazu. Projekt ten realizuje konsorcjum w składzie: Gazprom, Shell, Mitsui i Mitsubishi.

W 2010 r. wyprodukowano 9,6 mln ton gazu skroplonego. Do 2015 r. moce produkcyjne fabryki skraplania gazu Sachalin 2 wzrosną do 15 mln ton. Około 65% rosyjskiego LNG trafia na rynek Japonii, pozostała część do Korei, Chin i Indii.

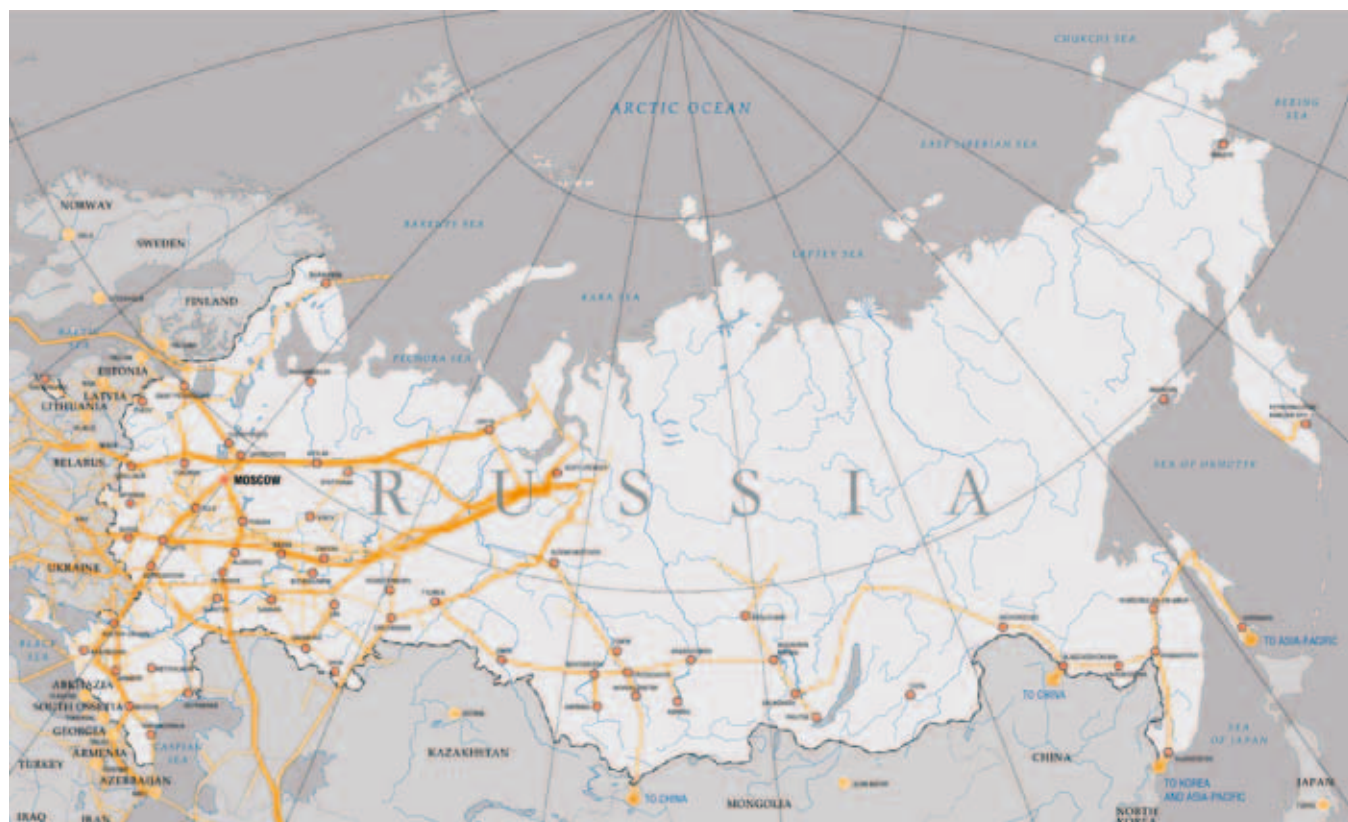
W tym segmencie gazu Rosja wyraźnie odstaje od światowych liderów produkcji LNG: Kataru, Algierii i Indonezji. W rekordowym 2008 r. światowy poziom produkcji gazu skroplonego wyniósł 172,3 mln ton (237,8 mld m<sup>3</sup>), a jego udział w międzynarodowym handlu gazem wzrósł do 29%. Statystyka przemawia na niekorzyść Rosji.

### Prognozowane projekty LNG Rosji

Nazwa projektu	Moce początkowe	Moce maksymalne
Jamal LNG	5,5	16,5
Władywostok LNG	5	15
Peczora LNG	0	8
Sachalin 1	5	5
Bałtyk LNG	5	5
Ogółem w mln ton	20,5	49,5
Ogółem w mld m <sup>3</sup>	28–29	68

Źródło: Instytut Energetyki i Finansów FR, Moskwa 2014.

Usytuowanie pierwszych w Rosji fabryk skraplania gazu w regionie Oceanu Spokojnego nie jest przypadkowe. Prof. Swietłana Mielnikowa z Rosyjskiej Akademii Nauk wskazuje na dynamiczny wzrost zużycia gazu ziemnego w krajach Azji i Pacyfiku. Argumentuje to następującymi faktami: w 2011 r. Japonia podpisała kontrakty na dostawę 11,5 mln ton LNG,



a pozostałe kraje regionu na 20 mln ton. W tym samym roku kraje UE zakontraktowały tylko 3,1 mln ton LNG.

Dla Stanów Zjednoczonych korzystniejszy jest rynek Ameryki Łacińskiej. Eksport 1000 m<sup>3</sup> gazu daje zysk 208 USD, a decydujący wpływ na cenę mają koszty transportu. Mielnikowa ocenia, że zainteresowanie eksporterów LNG rynkiem europejskim jest wprost proporcjonalne do działań KE w sprawie obniżki cen gazu. W Europie do 2020 r. wydobycie gazu spadnie z obecnych 184 do 119 mld m<sup>3</sup>. W krajach unijnych podjęcie do wydobycia gazu łupkowego na skalę przemysłową ma charakter „reklamowy”, a zatem pojawia się miejsce dla LNG.

## GAZPROM I GAZ Z ŁUPKÓW

Od początku wydobycia gazu z łupków w USA na skalę przemysłową przedstawiciele kierownictwa Gazpromu (Aleksiej Miller i Aleksander Miedwiediew) w swoich wypowiedziach obniżali znaczenie amerykańskiego gazu niekonwencjonalnego i jego ewentualnego eksportu w postaci skroplonej na rynek europejski i azjatycki.

Swoje opinie formułowali na podstawie wyliczeń gazpromowskich ekspertów, którzy oceniali, że różnica między kosztami wydobycia gazu niekonwencjonalnego a ceną jego sprzedaży na rynkach zagranicznych spowoduje nieopłacalność eksportu, a ukształtowany w ostatniej dekadzie model amerykańskiego rynku gazowego uważali za nietrwały i nieopłacalny ekonomicznie.

Krytyczne, a nawet lekceważące opinie pod adresem amerykańskiego gazu pojawiały się do 2009 r., kiedy to USA wyprzedziły Rosję na miejscu światowego lidera produkcji gazu

ziemnego. Obecnie już czwarty rok z kolei Stany Zjednoczone są największym w świecie producentem gazu – według BP Statistical Review of World Energy, w 2011 r. w USA wydobyto 651,3, a w Rosji 607,9 mld m<sup>3</sup> gazu.

Po okresie konsekwentnego krytykowania znaczenia gazu łupkowego monopolista przyznał, że dostrzega potencjał eksploatacji niekonwencjonalnych zasobów węglowodorów. Po raz pierwszy (oficjalnie) 26 kwietnia 2012 r. Rada Dyrektorów Gazpromu omawiała techniczne i ekonomiczne kwestie dotyczące poszukiwania i wydobycia gazu łupkowego. Przyznała, że gaz niekonwencjonalny „może odegrać istotną rolę jako źródło energii dla przyszłych pokoleń”.

W komunikacie dla prasy poinformowano, że w Rosji koszty produkcji gazu ze złóż niekonwencjonalnych wciąż są wyższe niż w przypadku konwencjonalnych i zapewniono, że tradycyjne złoża pozostaną głównym źródłem gazu zarówno dla zużycia krajowego, jak i zabezpieczenia eksportu.

Pierwszym wysokiej rangi urzędnikiem państwowym, który publicznie zabrał głos w sprawie zagrożeń gazu łupkowego dla gazowych interesów Gazpromu był Juri Trutniew, minister zasobów naturalnych FR. Następnie już w sposób naukowy negatywne skutki „łupkowej rewolucji” dla energetycznych in-

Gazowe wskaźniki Ukrainy w mld m<sup>3</sup>

	2013	2012	2011	2010	2009
Wydobycie	21,0	20,2	20,1	20,0	21,2
Zużycie	50,4	54,8	44,0	46,0	38,2
Import	28,0	33,0	44,8	36,5	37,8
Tranzyt	86,1	84,3	104,2	98,6	95,2

Źródło: Ministerstwo Energetyki i Przemysłu Węglowego Ukrainy.



interesów Rosji w świecie zaprezentował Juri Małyszew, akademik, członek rzeczywisty Rosyjskiej Akademii Nauk, który dwa lata temu wraz z kolegami złożył wniosek o przeprowadzenie w Dumie Państwowej FR debaty nt. gazu łupkowego. Jednak politycy gazowi tę propozycję zignorowali.

Gdy amerykański gaz ze źródeł niekonwencjonalnych spowodował, że USA zrezygnowały z importu gazu skroplonego z Kataru, który został skierowany na rynek europejski, cena gazu w transakcjach spotowych spadła dwukrotnie, a straty poniosły firmy, które podpisały kontrakty długoterminowe z Gazpromem, wówczas do sprawy „gazu łupkowego” włączył się prezydent Władimir Putin. W kwietniu br., zabierając głos w Dumie Państwowej FR, Władimir Putin powiedział, że „gaz łupkowy może poważnie przekształcić rynek węglowodorów, a rodzime kompanie energetyczne powinny już teraz odpowiedzieć na to wyzwanie”.

Dostawy gazu do Europy w mld m<sup>3</sup>

	2012	Udział w popycie Europy [%]
Popyt	512,6	-
Wydobycie	267,9	52,2
Import spoza regionu	244,7	47,8
W tym: rurociągami	179,7	35,1
Rosja	132,9	25,9
Algieria	32,7	6,4
Iran	7,5	1,5
Libia	6,5	1,3
W tym: LNG	65,1%	12,7

Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2013, IEA.

W sprawie gazu łupkowego Gazprom prowadzi globalny lobbing swoich interesów za pośrednictwem sprawdzonych partnerów w Brukseli, Waszyngtonie i Berlinie. Na rynku amerykańskim monitoring rynku łupkowego na rzecz monopolisty prowadzi między innymi agencja Pace Global z Waszyngtonu, należąca do niemieckiego Siemens, który współpracuje z Gazpromem.

W ostatnim czasie nastąpiła zmiana stanowiska Rosji wobec gazu łupkowego, ze skrajnie negatywnego do zrozumienia jego roli w światowym bilansie paliwowym, w tym wykorzystania technologii do wydobycia skalnej ropy i gazu w warunkach rosyjskich.

## ROSJA – UKRAINA – UNIA EUROPEJSKA: TRZY PYTANIA

Czy w przypadku wstrzymania tranzytu gazu przez Ukrainę Rosja będzie w stanie zrealizować swoje zobowiązania eksportowe wobec importerów w Europie? Czy Europa jest w stanie pokryć niedobór gazu z Rosji? Czy Ukraina może sobie pozwolić na rezygnację z importu gazu z Rosji? Odpowiedzi na te pytania w perspektywie długookresowej będą pozytywne.

Natomiast w perspektywie 3–5 najbliższych lat sytuacja kryzysowa (wstrzymanie tranzytu gazu przez gazociągi ukraińskie) w skutkach będzie negatywna dla wszystkich stron. Gaz-

prom jest w stanie zrekomensować dostawy tylko 46 mld m<sup>3</sup> z 86 mld m<sup>3</sup>, jakie tranzytem przesyła teraz przez Ukrainę. Inni dostawcy gazu na europejski rynek – gaz rurociągowy i gaz skroplony – nie byłiby w stanie dostarczyć brakujących ponad 40 mld m<sup>3</sup> gazu. Nadzieje na gaz amerykański, jeżeli wziąć pod uwagę zasoby i wydobycie, są w pełni realne, tylko pozostaje kwestia transportu i czasu dostaw. W ocenie ekspertów bardziej perspektywiczny i korzystniejszy dla amerykańskiego gazu jest rynek azjatycki.

Przedstawione powyżej twarde realia, których nie można było zignorować, w okresie kilku ostatnich miesięcy były tematem rozmów polityków, biznesu i ekspertów z Rosji, Ukrainy i UE.

Odpowiedź na pierwsze pytanie: w perspektywie krótkookresowej tranzyt gazu przez Ukrainę pozostanie najważniejszym korytarzem tranzytowym rosyjskiego gazu. Obecnie gaz z Rosji jest transportowany czterema korytarzami, z których dwa prowadzą przez Ukrainę. Pierwszy w kierunku Słowacji i dalej do Austrii, a drugi przez Mołdowę do Rumunii, Bułgarii i Turcji.

W 2013 r. gazociągami przez Ukrainę do Europy Rosja przetransportowała 86 mld m<sup>3</sup> gazu, przez Białoruś 44,4 mld m<sup>3</sup>, w tym gazociągiem Jamal–Europa 34,7 mld m<sup>3</sup>. Gazociągiem Północnym w kierunku Niemiec dostarczono 22,8 mld m<sup>3</sup> gazu – ten gazociąg był wykorzystany tylko w 41%. Przyczyną jest brak możliwości rozszerzenia przesyłu gazpromowskiego gazu gazociągami NEL i OPAL, które podlegają wymogom trzeciego pakietu energetycznego.

Odpowiedź na pytanie drugie: polityka energetyczna UE zakłada zwiększenie importu LNG. W Europie i na Ukrainie będą budowane nowe terminale gazowe, a na rynku LNG pojawią się nowi dostawcy gazu. Do eksploatacji zostanie włączony Gazociąg Południowy, który budują również kraje członkowskie UE.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że Europa nie może liczyć na znaczące uniezależnienie się od dostaw rosyjskiego gazu przynajmniej do połowy przyszłej dekady. Taką ocenę potwierdza najnowszy raport Oxford Institute for Energy Studies (OIES). Eksperti OIES zwracają jednak uwagę, że kraje regionu Morza Bałtyckiego oraz Europy Południowo-Wschodniej, które są w największym stopniu uzależnione od dostaw gazu z Rosji, a tym samym podatne na wszelkie zakłócenia w dostawach, mogą znacząco zredukować lub wręcz wyeliminować import gazu z Rosji już na początku przyszłej dekady. Taką szansę daje import LNG oraz gazu dostarczanego rurociągiem z Azerbejdżanu. Pewne możliwości w tym zakresie mają także kraje Europy Centralnej oraz Turcja, choć w ich przypadku całkowite wyeliminowanie dostaw z Rosji w tym czasie będzie niemożliwe.

Odpowiedź na trzecie pytanie: w pierwszych dniach listopada Naftohaz przekazał Gazpromowi pierwszą transzę długa w wysokości 1,45 mld USD za otrzymany gaz. W ramach czasowych brukselskich porozumień (ważnych do 31 marca 2015 r. Moskwa otrzyma 3,1 mld USD. Kijów otrzymał zniżkę w wysokości 100 USD za 1000 m<sup>3</sup> gazu.

**Aleksander Wasilewski**

**Autor jest radcą w Ministerstwie Spraw Zagranicznych, ekspertem rynku ropy i gazu.**

## EuRoPol GAZ s.a. otrzymał dyplom uznania od Urzędu Dozoru Technicznego i Ministerstwa Gospodarki

W uznaniu efektywnej współpracy w zakresie minimalizowania ryzyka eksploatacji urządzeń technicznych, utrzymywania wysokiego standardu bezpieczeństwa technicznego oraz wkładu w stabilny rozwój polskiej gospodarki, spółka EuRoPol GAZ otrzymała od Urzędu Dozoru Technicznego dyplom uznania wysokiego standardu bezpieczeństwa technicznego.

Dyplom i pamiątkową plakietkę wręczył spółce Przemysław Ligenza, wiceprezes Urzędu Dozoru Technicznego. Przekazanie wyróżnienia odbyło się podczas cyklicznego spotkania kadry menedżerskiej spółki z zarządem 7 października br. w siedzibie EuRoPol GAZ s.a.

Otrzymany przez EuRoPol GAZ s.a. dyplom sygnowany jest przez Janusza Piechocińskiego, wiceprezesa Rady Ministrów, ministra gospodarki, i Mieczysława Borowskiego, prezesa Urzędu Dozoru Technicznego. Wyróżnienie przyznawane przez tę instytucję ma na celu honorowanie polskich przedsiębiorstw, które mogą być przykładem dla innych w zakresie działalności w obszarze inicjatyw i rozwoju gospodarczego oraz bezpieczeństwa technicznego. A bezpieczeństwo funkcjonowania polskiego odcinka gazociągu jamalskiego jest priorytetem dla EuRoPol GAZ s.a. Waga przyznanego dyplomu jest tym wyż-

sza, że został on przyznany przez środowisko niezależnych ekspertów renomowanej polskiej instytucji certyfikującej oraz jest dowodem wysokiej oceny prawidłowego funkcjonowania infrastruktury gazociągowej, wysokiej jakości i wysokiego poziomu bezpieczeństwa na polskim odcinku gazociągu jamalskiego.

### WSPÓŁPRACA Z UDT



Spotkanie kadry menedżerskiej z zarządem EuRoPol GAZ s.a., w trakcie którego wręczono spółce dyplom uznania wysokiego standardu bezpieczeństwa technicznego EuRoPol GAZ s.a.



Wręczenie dyplomu uznania wysokiego standardu bezpieczeństwa technicznego EuRoPol GAZ s.a. Od prawej: Przemysław Ligenza, wiceprezes UDT; Kazimierz Nowak, prezes zarządu EuRoPol GAZ s.a., Yuri Kaluzhskiy, pierwszy wiceprezes zarządu EuRoPol GAZ s.a.



Zarząd EuRoPol GAZ s.a. podczas spotkania z kadry menedżerską, w trakcie którego wręczono spółce dyplom uznania wysokiego standardu bezpieczeństwa technicznego EuRoPol GAZ s.a.

EuRoPol GAZ s.a. współpracuje z jednostką certyfikującą Urzędu Dozoru Technicznego (UDT-CERT) od 2010 roku. Kooperacja ta dotyczy tematyki zwiększenia bezpieczeństwa technicznego w obiektach technologicznych polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W ramach tej współpracy UDT-CERT opracował następujące analizy: HAZOP (określającą bezpieczeństwo procesowe poprzez analizę zagrożeń i zdolności operacyjnych w procesach technologicznych), c-HAZOP (określającą bezpieczeństwo poprzez analizę zagrożeń i zdolności operacyjnych w systemach sterowania i automatyki), Graf Ryzyka (określającą wymagany poziom SIL, czyli nienaruszalności bezpieczeństwa) oraz LOPA (określającą skuteczność wprowadzanych i przewidywanych warstw zabezpieczeń). Na podstawie wytycznych i uwag zawartych w powyższych analizach przeprowadzono modernizację systemów bezpieczeństwa przeciwpożarowego i zabezpieczeń tłoczni na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Ponadto, UDT-CERT aktywnie nadzoruje wdrażanie nowych systemów bezpieczeństwa ESD (czyli systemów awaryjnego wyłączenia) na Tłoczni Gazu i SSRP Włocławek oraz Tłoczni i Pomiarowni Gazu Kondratki. W najbliższych latach planowane jest przeprowadzenie analiz RBI do planowania inspekcji i badań profilaktycznych na obiektach części liniowej oraz na tłoczniach.

# XV Narada Dyspozytorska 2014

firm – dostawców i odbiorców gazu ziemnego  
oraz użytkowników gazociągu tranzytowego Jamał–Europa

W tym jubileuszowym spotkaniu służb dyspozytorskich, które odbyło się we Wrocławiu 16–19 września 2014 r., wzięli udział przedstawiciele Centralnej Dyspozycji OAO Gazprom, OOO Gazprom export, Gazprom Transgaz St. Petersburg, Gazprom Transgaz Białoruś, GASCADE GmbH, OGP GAZ–SYSTEM S.A. i EuRoPol GAZ s.a.

Idea organizacji corocznych spotkań dyspozytorskich powstała w 1999 roku, kiedy oddano do eksploatacji gazociąg Jamał–Europa, biegnący przez terytorium Rosji, Białorusi i Polski aż do Niemiec. Nadrzędnym celem tych spotkań jest zapewnienie właściwej współpracy służb dyspozytorskich oraz omówienie zagadnień związanych z eksploatacją systemu gazociągów tranzytowych Jamał–Europa. Spotkania organizowane są co roku w innym kraju, przez który przebiega gazociąg tranzytowy. W ubiegłym roku takie spotkanie odbyło się w Niemczech, w tym roku w Polsce, a w przyszłym odbędzie się na Białorusi.

Organizatorem tegorocznej narady była spółka EuRoPol GAZ. Głównym punktem jubileuszowego spotkania służb dyspozytorskich było podsumowanie piętnastu lat współpracy centrów dyspozytorskich firm: OAO Gazprom, Gazprom Transgaz Białoruś, Gazprom Transgaz St. Petersburg, EuRoPol GAZ s.a., OGP GAZ–SYSTEM S.A., GASCADE oraz przedstawicielstw OOO Gazprom export w Niemczech i Polsce. Podczas narady przedstawiono dane na temat ilości przetransportowanego gazu ziemnego, zrelacjonowano wykonanie zaplanowanych prac remontowych w czwartym kwartale 2013 roku i trzech kwartałach 2014 roku oraz dokonano oceny stanu technicznego gazociągu tranzytowego. Omówiono sytuacje nietypowe, które wystąpiły w ostatnim roku. Wymieniono się również informacjami o zakresie i terminach planowanych prac remontowych w 2015 roku oraz przewidywanymi ograniczeniami powstałymi z tego tytułu. Tak wczesne przystąpienie do uzgadniania prac remontowych, powodujących ograniczenia dostępnych przepustowości, ma na celu lepsze skoordynowanie terminów ich realizacji nie tylko na gazociągu Jamał–Europa, ale także na pozostałych gazociągach tranzytowych, dzięki którym Gazprom realizuje dostawy gazu do klientów w Unii Europejskiej.

Efektom dwudniowych prac było sporządzenie i podpisanie protokołu zawierającego informacje na temat współpracy służb dyspozytorskich wszystkich stron biorących udział w transporcie gazu, realizacji zadania transportowego w minionym roku,

parametrów kontraktowych przesyłanego gazu, a także zaleceń dotyczących planowania prac remontowych na kolejny rok kalendarzowy. W protokole zawarto również uwagi, ustalenia i zalecenia wnoszone przez uczestników spotkania. Po zakończeniu oficjalnej części spotkania uczestnicy zapoznali się z historią i zabytkami Wrocławia, Świdnicy i Zamku Książ w Wałbrzychu.

Coroczne narady dyspozytorskie dają unikalną możliwość spotkania się wszystkich stron zajmujących się eksploatacją gazociągu tranzytowego Jamał–Europa na poziomie służb dyspozytorskich. Ułatwia to współpracę i koordynację działań na



XV Narada Dyspozytorska 2014.

poziomie dyspozytorskim, co w efekcie umożliwia właściwą realizację zamówień składanych przez odbiorców gazu w Polsce i Niemczech oraz niezawodne realizowanie usługi transportu gazu.

Gazociąg Jamał–Europa stanowi jedną z najważniejszych dróg transportu błękitnego paliwa wydobywanego na Półwyspie Jamalskim i przesyłanego do zachodniej i środkowej części Europy. Całkowita długość gazociągu wynosi ponad 4 tysiące kilometrów o średnicy DN1400. Długość gazociągu na terenie Rosji to około 2800 kilometrów. Białoruski odcinek wynosi około 575 kilometrów.

Polski odcinek gazociągu – o długości około 685 kilometrów – przebiega od granicy z Białorusią w miejscowości Kondratki do granicy z Niemcami w miejscowości Górzycyca. Składa się z części liniowej oraz pięciu tłoczni rozmieszczonych co około 130 kilometrów. Przepustowość polskiego odcinka gazociągu tranzytowego Jamał–Europa wynosi około 33 miliardów metrów sześciennych gazu rocznie. Od momentu uruchomienia przesyłu gazu w listopadzie 1999 roku do końca września 2014 roku polskim odcinkiem gazociągu Jamał–Europa przepłynęło ok. 390 miliardów metrów sześciennych gazu.



# Dyplomacja...

dokończenie ze str. 27

z alternatywnymi dostawcami surowców energetycznych – wspólnie działania państw Grupy Wyszehradzkiej w rozmowach z USA w sprawie uwolnienia eksportu gazu LNG są tu dobrym przykładem. Niezbędnym warunkiem sukcesu tej inicjatywy jest rozwój infrastruktury za pomocą europejskich środków wsparcia, takich jak Fundusz Łącząc Europę 2014-20 (CEF). Sprawne przygotowanie wniosków o dofinansowanie CEF dla prac budowlanych interkonektorów Polska–Czechy oraz Polska–Słowacja oraz ich realizacja w praktyce powinny być sztandarowym przykładem wspólnego działania państw Grupy Wyszehradzkiej w tym obszarze.

## **W listopadzie otworzyło się pole do negocjacji z Gazpromem nowych warunków kontraktu. Czy spotkanie naszej ambasador w Moskwie z szefem Gazpromu rozpoczęło dialog z Rosjanami w tej sprawie?**

Od listopada trwają rozmowy między przedstawicielami PGNiG, odpowiedzialnego za zapewnienie niezbędnych dostaw gazu do Polski, z Gazpromem. Biorąc pod uwagę zmieniające się ceny tego surowca na rynkach światowych, jak również zaawansowane prace związane z dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, liczymy na renegocjację dotychczasowych warunków kontraktu. Polska jest istotnym odbiorcą rosyjskiego surowca w regionie, jak również solidnym partnerem w zakresie tranzytu rosyjskiego gazu na Zachód. Nie możemy rozpatrywać interesów politycznych rozłącznie z interesami gospodarczymi, a obowiązkiem naszych dyplomatów jest realizacja obydwu wymiarów. W takim kontekście należy rozpatrywać wszelkie spotkania ambasador Pełczyńskiej-Nałęcz, również z szefem Gazpromu.

## **Pani wizyta w Stanach Zjednoczonych i wizyta wiceminister gospodarki sprawiała wrażenie, że poszukujemy remedium na uzależnienie gazowe od Rosji na rynku amerykańskim. Waszyngtoński *Brooking Institution* w swoim raporcie twierdzi, że Europa pozostanie zależna od gazu z Rosji. Czy wizyty w USA świadczą o czymś innym?**

Stany Zjednoczone są strategicznym partnerem dla Polski, a także dla Europy. Rozwój wydarzeń w 2014 r. szczególnie dobitnie ukazał wspólnotę interesów transatlantyckich, zwłaszcza politycznych, gospodarczych i energetycznych. Moja wizyta wpisuje się w te dobre relacje. Liczymy na jak najszybsze podpisanie porozumienia handlowego (TTIP) między USA i UE. Dla nas szczególnie ważne byłoby ujęcie w nim części poświęconej kwestiom energetycznym, co pozwoliłoby stworzyć stabilne ramy dla rozwoju długofalowej współpracy w tym sektorze. Cieszymy się, że USA rozwijają moce eksportowe LNG, co będzie sprzyjać stabilizacji i dalszemu rozwojowi mechanizmów rynkowych w sektorze gazu na świecie, a także obniżeniu ceny gazu. Do końca bieżącej dekady USA będą w stanie eksportować nawet ponad 100 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Inne kraje, np. Kanada i Australia, również rozwijają swoje moce eksportowe. Systematycznie rozszerza się więc krąg potencjalnych dostawców LNG do Europy. Decyzje dotyczące źródeł zaopatrzenia w gaz są jednak podejmowane na szczeblu biznesowym przez spółki. Z pewnością Rosja pozostanie ważnym dostawcą gazu do Europy. Chodzi jednak o to, by ten sektor był pozbawiony mono-

polistycznych praktyk i oparty na przejrzystych zasadach trzeciego pakietu liberalizacyjnego Unii Europejskiej. Posiadanie alternatywy dla dostaw z Rosji, jak np. terminalu w Świnoujściu, sprzyjać będzie budowie stabilnych i partnerskich stosunków z Rosją.

## **Niskie ceny energii w USA, reindustrializacja USA – to zagrożenie czy szansa dla polskiego przemysłu?**

Stany Zjednoczone są doskonałym przykładem państwa, w którym zachęty inwestycyjne dla rozwoju wydobycia rodzimych surowców energetycznych przyczyniły się do rozkwitu sektora, spadku cen energii i szybszego rozwoju przemysłu. Na przykład cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Unii Europejskiej jest o ponad 60% wyższa niż w USA, a cena gazu w USA jest ponaddwukrotnie niższa niż w UE, a czterokrotnie niższa niż na Dalekim Wschodzie.

Niższe ceny energii sprawiają, że wiele podmiotów podejmuje decyzję o lokowaniu nowych zakładów przemysłowych właśnie w USA i należy się spodziewać kontynuacji tego trendu. W przypadku gałęzi przemysłu, dla których cena energii stanowi duży komponent kosztów całkowitych wytwarzania (np. przemysł chemiczny i stalowy), istnieje ryzyko znaczącego zwiększenia przewag konkurencyjnych na rzecz zakładów amerykańskich. Jest to pewne zagrożenie dla wybranych branż w Polsce, ale jednocześnie impuls do zwiększania efektywności i rozwoju technologii przez polskie przedsiębiorstwa. Istotne jest, aby możliwie szybko podjęły one działania w tym kierunku, dzięki czemu nie tylko nie ulegną konkurencji z USA, ale być może będą w stanie skutecznie konkurować na nowych rynkach.

## **Naszą wielką nadzieją na niezależność gazową był gaz z łupków. W przygotowanych przez panią w 2010 r. rekomendacjach uregulowań formalnoprawnych w sektorze poszukiwania i wydobycia węglowodorów jasno wskazano na rozwiązania, które usprawnią działalność inwestorów krajowych i zagranicznych. Nie umieliśmy z tego skorzystać i dzisiaj płomyk nadziei na własne zasoby gazu powoli wygasa. Czy tak musiało się stać?**

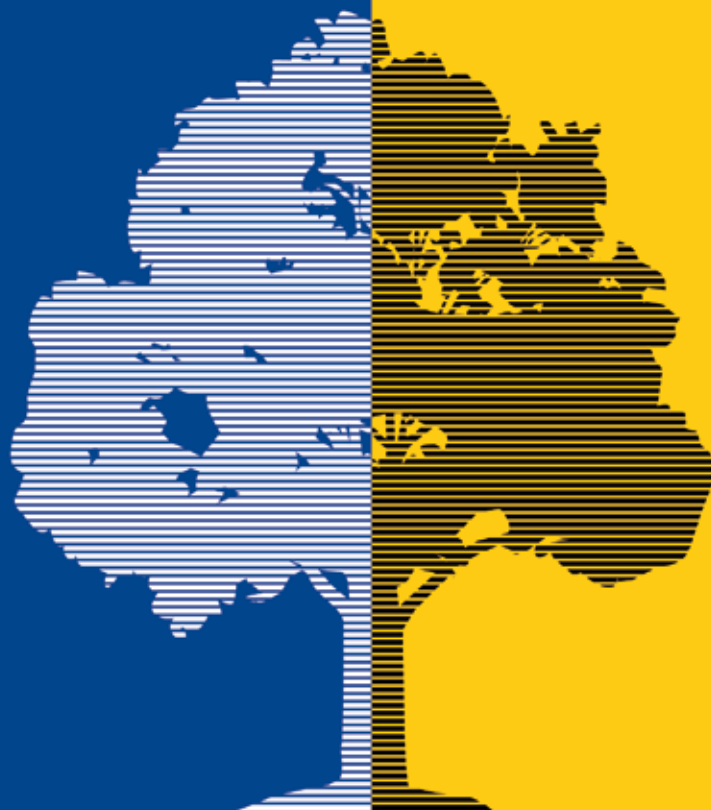
Ministerstwo Spraw Zagranicznych od dawna opowiada się za rozwiązaniami, które sprzyjają rozwojowi sektora węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce. Ten sektor jest szansą nie tylko w kontekście bezpieczeństwa energetycznego, ale także rozwoju gospodarczego, konkurencyjności i innowacyjności całej gospodarki krajowej. MSZ pozyskuje za granicą i przekazuje różnym instytucjom w kraju informacje o najlepszych praktykach z zakresu regulacji i ułatwieniach inwestycyjnych, m.in. w takich krajach, jak USA, Kanada, Norwegia, Holandia i Wielka Brytania. Nowelizacja prawa górniczego i geologicznego wychodzi naprzeciw wielu oczekiwaniom branży wydobywczej. Ważne jest także sprawne wdrażanie przepisów oraz ograniczenie bądź skrócenie czynności administracyjnych. Choć proces nowelizacji prawa był długi, to jednak – według mojej wiedzy – nie był on kluczowym czynnikiem decydującym o wolniejszym tempie prac poszukiwawczych, niż wcześniej zakładano. Warunki geologiczne w Polsce okazały się znacznie trudniejsze niż w USA. Wierzę jednak, że polskie i zagraniczne spółki okażą determinację i umiejętności techniczne, by wydobyć gaz. W USA ten proces też zajął wiele lat.

Rozmawiał  
**Adam Cymer**

ul. Topiel 12  
00-342 Warszawa  
info@europolgaz.com.pl



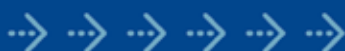
**EuRoPol GAZ s.a.**



EuRoPol GAZ s.a.  
wyznaczyliśmy nasze kierunki



**wschód - zachód**  
**ekologia - technika**  
**historia - przyszłość**



[www.europolgaz.com.pl](http://www.europolgaz.com.pl)

## Brookings Institution

**W połowie października br. jeden z najbardziej wpływowych amerykańskich think tank, waszyngtoński Brookings Institution, opublikował raport „Business As Usual: European Gas Market Functioning in Times of Turmoil and Increasing Import Dependence”.**

Przewiduje on, że nawet w przypadku braku tranzytu gazu przez Ukrainę albo gdyby Komisja Europejska zakazała budowy gazociągu South Stream z Rosji, „to długoterminowo nie będzie to mieć znaczącego wpływu na pochodzenie gazu ziemnego w Europie”.

Autorzy raportu, którego sam tytuł jest już znaczący („Biznes jak zwykle. Europejski rynek gazowy w czasach zawirowań i rosnącego uzależnienia od importu”), postawili sobie za cel zbadanie, czy wyrażane często przez polityków, zarówno w stolicach państw UE, jak i w Brukseli oraz Waszyngtonie, pragnienie uniezależnienia Europy od rosyjskiego gazu ziemnego rzeczywiście nastąpi.

Wniosek jest taki, że niezależnie od różnych hipotetycznych scenariuszy Europa nie odejdzie od rosyjskiego gazu. – Tak też uważaliśmy od początku, bo główną zachętą do działania dla podmiotów na prywatnym rynku gazowym jest cena, a nie „polityczne

preferencje” – powiedział podczas debaty w prestiżowym think tank Tim Boersma, współautor raportu.

Autorzy raportu zakładają, że popyt Europy na gaz znacznie rosnąć od 2015 r., ale powróci do stanu sprzed kryzysu w 2008 r. dopiero w 2040 r. Szacują też, że krajowa produkcja gazu w Europie spadnie do 208 mld metrów sześciennych już w 2020 r., potem będzie dalej nieznacznie maleć aż do 199 mld metrów sześciennych w 2040 r.

Analiza ekspertów nie tylko dowodzi, że dostawy rosyjskiego gazu są i będą mieć dalej w przyszłości duże znaczenie w ogólnym europejskim systemie gazowym, ale – jak powiedział Boersma – jasno wskazuje też, iż nie stanowi to specjalnego problemu”. „W następstwie dwóch dekad reform rynkowych w Europie wydaje się, że dla większej części Europy uzależnienie od rosyjskiego gazu nie jest problemem – dodał.

– Większość krajów UE korzysta ze stabilnych i raczej konkurencyjnych dostaw od kilku dekad – wskazał analityk. Ale, co ważniejsze w jego opinii, kilka bardzo zależnych od Rosji krajów z Europy Środkowej i Wschodniej, dzięki różnym działaniom i inwestycjom w ostatnich latach, „stało się zdecydowanie bardziej odpornych na ewentualne wstrząsy na rynku”. – Najlepszymi tego przykładami są Polska i Czechy – zauważył.

Generalnie, rosyjski gaz ziemny pozostanie bardzo konkurencyjny w Europie. „Mimo że oczekuje się, iż Rosja straci pewien udział w rynku po 2030 r., to będzie to zrównoważone wzrostem dostaw skroplonego gazu LNG z Rosji” – czytamy w raporcie. Eksperti szacują, że w 2040 r. LNG z Rosji będzie stanowił 32 proc. całego importu tego skroplonego surowca do Europy, podczas gdy import LNG z USA – 27 proc.

Dokument przewiduje, że gaz LNG z USA będzie konkurencyjny dla pewnej części Europy, zwłaszcza W. Brytanii, Holandii i Belgii. „Niemniej LNG nie powinien być postrzegany jako substytut dla rosyjskiego gazu, ale raczej jako substytut dla spadającej krajowej produkcji gazu ziemnego” – napisano.

Także uczestnicząca w debacie Robin Dunnigan, przedstawicielka Departamentu Stanu USA, odpowiedzialna za tzw. energetyczną dyplomację, przyznała, że „amerykańskie LNG nie jest panaceum na wyzwania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego Europy”.

Autorami raportu są: Tim Boersma i Geert Greving, eksperci Brookings Institution, oraz Tatiana Mitrowa, członek Governmental Commission of the Russian Federation on fuel and energy complex, oraz Anna Galkina z Centre of International Market Studies of the Energy Research Institute of Russian Academy of Sciences.

## Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

jest Marek Kossowski (Konerg sp. z o.o.), zaś sekretarzem red. Adam Cymer. Podstawowym zadaniem zespołu jest monitorowanie i ocena rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce, z uwzględnieniem zmian zachodzących w Unii Europejskiej i pozostałych częściach świata oraz proponowanie rozwiązań i działań, które powinny być przenoszone do podstawowych dokumentów regulujących rynek energetyki w Polsce, w tym do „Polityki energetycznej Państwa do 2050 r.” (szerzej na stronach [www.igg.pl](http://www.igg.pl) w zakładce: O Izbie / Zespoły działające przy IGG)

W listopadzie ruszyła kolejna – już dziesiąta – edycja studiów **MBA Master of Business Administration dla firm sektora naftowego i gazowniczego**. Studia realizowane są przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa wraz z Uniwersytetem Gdańskim we współpracy z IAE Aix-En-Provence Graduate School of Management, jako instytucją walidującą.

W IV kwartale 2014 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa przeprowadziła kilka szkoleń e-learning dla branży gazowniczej w ramach Internetowej Akademii Gazownictwa, dotyczących m.in. Standardu Technicznego ST-IGG-2701:2014 – „Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii”, przy bezpośredniej współpracy z Wirtualną Internetową Akademią Biznesu. Realizowane szkolenia przeprowadzane są z wykorzystaniem najnowszej generacji platformy szkoleń e-learning, co zapewnia wysoką efektywność oraz przyczynia się do uzyskania bardzo dużych oszczędności kosztów w porównaniu z formułą stacjonarną. Szkolenia spotkały się z zainteresowaniem firm zrzeszonych i wspólnie z WIAB zamierzamy kontynuować je w roku 2015.

Pierwszy kwartał 2015 r. rozpoczniemy tradycyjnie sympozjum w Zakopanem, które odbędzie się 16–18 stycznia pod hasłem **„Europejski i polski rynek gazu – bieżące wyzwania”**. W trakcie sympozjum poruszane zostaną kwestie dotyczące funkcjonowa-

nia polskiej branży gazowniczej m.in. na tle innych państw europejskich (słowacki rynek gazu ziemnego w świetle zmian zachodzących w UE, aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego w Rosji i na Ukrainie – wnioski dla Polski i UE, liberalizacja polskiego rynku gazu – szanse i bariery, wyzwania dla rynku gazu ziemnego w Polsce, problemy operatorskie na liberalizowanym polskim rynku gazu, możliwy udział gazu w krajowym Energy Mix, rekomendacje dla sektora gazowego do PEP 2050 r.). Wszystkich zainteresowanych serdecznie zapraszamy do udziału w sympozjum.

Przed nami szczególny czas świąt Bożego Narodzenia. Z tej okazji, w imieniu Zarządu IGG i swoim chęć podziękować wszystkim Czytelnikom i Członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa za dotychczasową współpracę oraz życzyć zdrowych, radosnych, pełnych miłości i ciepła rodzinnego świąt Bożego Narodzenia oraz wielu sukcesów i zadowolenia w Nowym Roku.

**Agnieszka Rudzka**



# W poszukiwaniu nowych źródeł energii

Nasza wiedza i kompetencje to wynik wielu lat doświadczeń w branży



Naszym celem strategicznym jest dostęp do nowych zasobów ropy i gazu w Polsce i na świecie. Dlatego stale rozwijamy i zdobywamy nowe kompetencje w obszarze poszukiwania i wydobywania węglowodorów.

# Najważniejsze jest niewidoczne

## Czy wiecie, że

naszą siecią liczącą **170 tysięcy km** dostarczamy codziennie gaz ziemny do blisko **7 mln odbiorców** z całej Polski? Zapewne nigdy nie zaprzętałicie sobie tym głowy. Słusznie - to nasze zadanie.

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



**POLSKA**  
SPÓŁKA GAZOWNICTWA