

czerwiec 2018

Przegląd gazowniczy

nr 2 (58)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

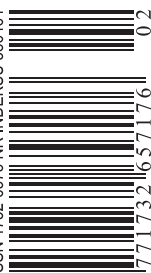
MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

VI KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

Temat wydania:

KOGENERACJA – NOWE OTWARCIE?

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



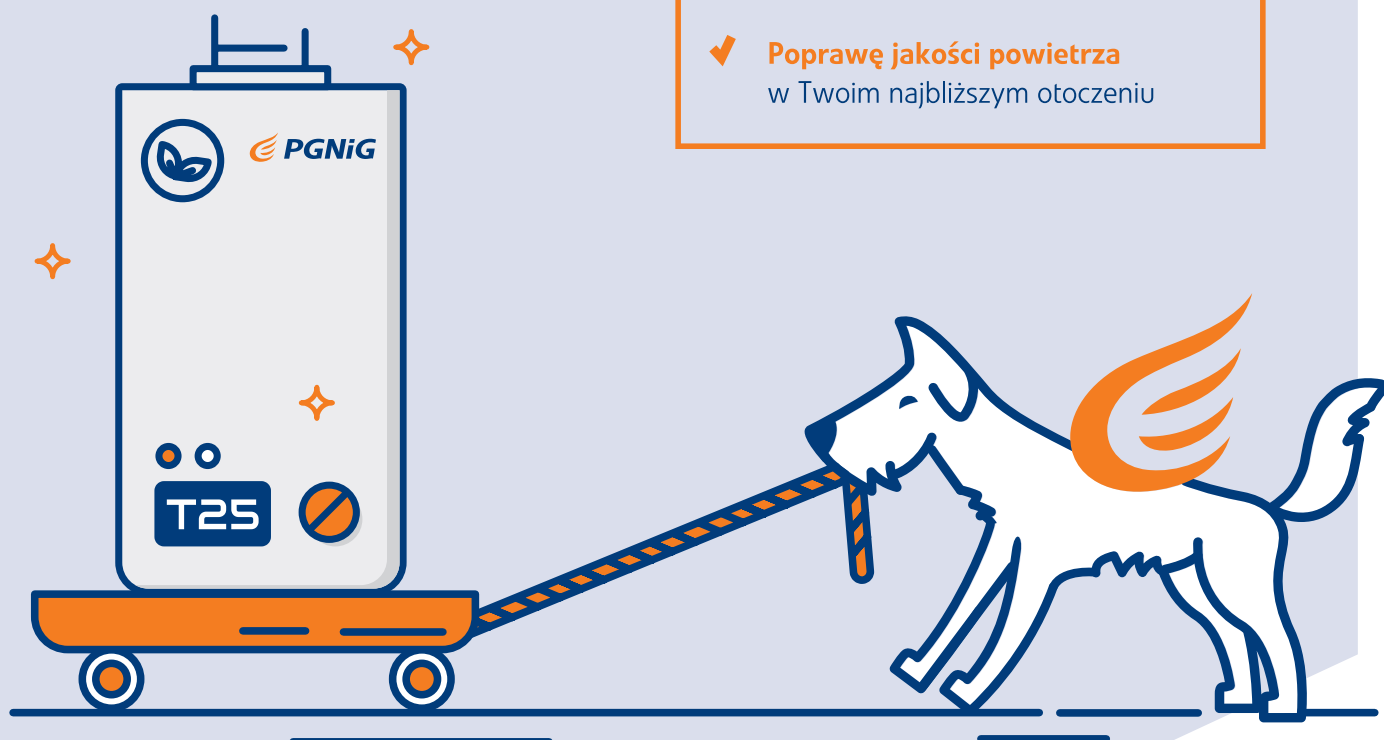
9 771732 1657176 02

Bądź EKO i oszczędzaj

Wymień stary piec
na nowy kocioł gazowy.
Możesz **zaoszczędzić**
nawet do **3000 ZŁ**

CO ZYSKUJESZ?

- ✓ Możliwość dofinansowania zakupu pieca gazowego nawet do **3000 zł**
- ✓ **Nowoczesny i ekologiczny** sposób na ogrzewanie Twojego domu
- ✓ **Wygodę i bezpieczeństwo** dzięki bezobsługowości nowoczesnych kotłów gazowych
- ✓ **Poprawę jakości powietrza** w Twoim najbliższym otoczeniu



Oferta ograniczona czasowo. Kwota dofinansowania 3000 zł dla maksymalnie 1 tysiąca Klientów posiadających Kartę Dużej Rodziny oraz 1000 zł dla maksymalnie 10 tysięcy Klientów. Regulamin oferty promocyjnej „Dofinansowanie nawet do 3000 zł” dostępny jest na stronie www.pgnig.pl oraz w **Biurach Obsługi Klienta**.

Najważniejszym w tym półroczu wydarzeniem dla branży gazowniczej był VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który obradował na początku kwietnia br. w Łodzi. Szczególnie ważny, bo odbywał się w roku jubileuszowym XV-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa, organizatora tego wydarzenia. Prezydent Andrzej Duda oraz Krzysztof Tchórzewski, minister energii, przesłali okolicznościowe listy gratulacyjne, podkreślając, że kongres to wartościowe forum wymiany doświadczeń i opinii oraz miejsce branżowej integracji.

Przewodnim tematem kongresu były kierunki rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce. Sesje plenarne i panele dyskusyjne z udziałem ekspertów, naukowców i liderów krajowego sektora gazowniczego omawiały dzisiejszy stan polskiego gazownictwa i wskazywały scenariusze działań, które zapewnią dalszy rozwój branży. Analizy kongresowe ujawniły optymistyczne oceny stanu rynku – m.in. dzięki dywersyfikacji, która przekłada się na bezpieczeństwo dostaw błękitnego paliwa i znaczące tempo wzrostu na jego zapotrzebowanie. Jednocześnie zwrócono uwagę na nienotowaną od lat dynamikę inwestycji w sektorze, zarówno w zakresie likwidacji „białych plam” na gazowniczej mapie Polski, jak i integrowania naszego systemu gazowniczego z rynkiem europejskim.

Odnotowano również widoczne zmiany w rozwoju technologicznym i innowacyjnym sektora. Przedstawiciele wiodących firm gazowniczych, przedstawiając dobre wyniki finansowe, zapewniali, że pozwoli to na kontynuację ambitnych planów inwestycyjnych.

Debaty kongresowe obejmowały również kwestie regulacyjne i legislacyjne dotyczące sektora gazowniczego, ale też – szerzej – rynku energii w Polsce. Wskazano, że w okresie tak dobrej koniunktury gospodarczej konieczne jest przyspieszenie prac nad niezbędnymi zmianami w prawie, które wzmocnią tempo rozwoju rynku. Dotyczy to takich zagadnień jak system wsparcia dla kogeneracji, program rządowy walki ze smogiem oraz

regulacje związane z paliwami alternatywnymi. Dobre rozwiązania prawne i regulacyjne pozwolą na szybsze wdrażanie programów wymiany instalacji grzewczych na bardziej ekologiczne, na szybszy rozwój ekologicznego transportu publicznego, zachęcą też konsumentów do instalowania małej kogeneracji z wykorzystaniem technologii LNG. Decyzja o zniesieniu akcyzy na CNG/LNG pokazuje, w jaki sposób zmiana prawa może tchnąć w branżę gazowniczą „drugie życie” po latach przestoju. Uchwała VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego odnosi się do tych kwestii, podkreślając, że środowisko gazownicze będzie aktywnie wspierać wszelkie inicjatywy w zakresie wzmocnienia rynku gazu. Kongres jest świętem całej branży, ale jest też wyzwaniem, ponieważ wytycza kierunki działań władz IG i zrzeszonych w niej firm na najbliższe miesiące i lata. Mówiliśmy o tym na Walnym Zgromadzeniu Izby Gospodarczej Gazownictwa, które odbyło się w czerwcu br. Dokonaliśmy również wyboru nowych władz statutowych. Dziękując za zaufanie i ponowny wybór na prezesa IGG, pragnę zapewnić, że będę kierował jej pracami, zawsze wsłuchując się w głosy środowiska, inicjując działania z jak najliczniejszym udziałem naszych członków, jednocześnie kontynuując dorobek XV-lecia naszego branżowego samorządu.



Łukasz Kroplewski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Teresa Laskowska, przewodnicząca,
Izba Gospodarcza Gazownictwa
Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA
Ewa Kukulska-Zajac, INiG-PIB
Sławomir Lizak EuRoPol GAZ S.A.
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.
Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ–SYSTEM S.A.
Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.
Marcin Poznań, PGNiG SA
Edward Słoma, PGNiG Termika SA
Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.
Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



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

DTP i druk: BARTGRAF
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26
tel. 22 625 55 48, e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – szczytne intencje, ale też walka z czasem i materia. Prof. dr Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
- 9 Co do zasadniczych kierunków ustawy, nasza ocena jest pozytywna. Bogusław Reguński, IGCP
- 10 Nieco optymizmu. Dr inż. Janusz Ryk, PTEZ
- 11 Projektowany system wsparcia ogranicza potencjał kogeneracji. Krzysztof Kidawa, IEPiOE
- 12 Po rynku mocy czas na wsparcie kogeneracji. Juliusz Jankowski, PGNiG Termika SA
- 13 Kogeneracja oznacza poprawę efektywności energetycznej. Paweł Płachecki, PGNiG SA
- 14 Kogeneracja czeka na rozporządzenia wykonawcze. Teresa Laskowska, IGG

NASZ WYWIAD

- 16 Wykorzystujemy rosnący potencjał rynku gazu. Rozmowa z Henrykiem Muchą, prezesem PGNiG Obrót Detaliczny

PUBLICYSTYKA

- 18 Kiedy i jaki „pakiet zimowy” dla sektora gazu? Paweł Pikus. Ministerstwo Energii
- 20 Zmiany w przepisach regulujących kształt taryf gazowych. Lena Krysińska-Wnuk, Ministerstwo Energii
- 55 Rynek mocy – incydent czy nowy model rynku energii. Juliusz Jankowski, PGNiG Termika SA
- 58 Mechanizm bezpośredniego wsparcia efektywności energetycznej – doświadczenia i wyzwania. Marek Czaja, Paweł Płachecki
- 60 Wpływ pakietu regulacji MIFID II na funkcjonowanie rynku gazu. Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz
- 62 Metan z pokładów węgla – inwestycja w przyszłość.



16

VI KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

- 22 Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju

PGNiG SA

- 34 Gaz z własnych źródeł jest najtańszy. Rozmowa z Piotrem Woźniakiem, prezesem PGNiG SA
- 34 InnVento – dobry rok. Rozmowa z Łukaszem Kroplewskim, wiceprezesem zarządu ds. rozwoju PGNiG SA

PGNiG SA OBRÓT DETALICZNY

- 36 Gazomobilność będzie coraz bardziej opłacalna – rząd oferuje konkretne wsparcie. Rafał Pazura
- 37 PGNiG oferuje dopłaty do instalacji kotła gazowego. Rafał Pazura

38 POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

GAZ-SYSTEM S.A.

- 42 Rekordowy przesył gazu siecią GAZ-SYSTEM. Paweł Kaczyński, Maria Błaziak

GAS STORAGE POLAND

- 44 Nowoczesne zarządzanie podziemnym magazynem gazu. Rafał Mrzygłód

PGNiG TERMIKA SA

- 46 Klastry Energii – impuls dla rozwoju lokalnych rynków energii. Janusz Dobrosielski

EuRoPol GAZ s.a.

- 50 Cykl życia systemów bezpieczeństwa SIS zgodnie z normą PN-EN 61511:2017. Karol Jezierski

OSOBOWOŚĆ

- 52 Strażnik energii. Adam Cymer kreśli sylwetkę Macieja Bando.

Zdjęcie na okładce: Elektrociepłownia gazowa PGE Toruń, należąca do PGE Energia Ciepła. Fot. archiwum PGE Toruń



22

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

W okresie 5–7 kwietnia 2018 r. w Łodzi odbył się VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Organizowany co dwa lata kongres jest jednym z najważniejszych tego typu wydarzeń branżowych. W jego trakcie podejmowane są tematy dotyczące zarówno bieżącej sytuacji branży gazowniczej, jak i jej przyszłości. Tematem dwudniowych obrad był: „Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju”. W ramach trzech sesji tematycznych omówiono kierunki rozwoju rynku gazu w Polsce, regulacje prawne w branży gazowniczej oraz bezpieczeństwo techniczne w kontekście rynku usług, producentów i odbiorców. Sesje kongresowe i panele dyskusyjne swoją obecnością uświetnili znani i cenieni eksperci i praktycy branży gazowniczej, jak również przedstawiciele Kancelarii Prezydenta, parlamentu, urzędów centralnych, instytutów badawczych, uczelni wyższych i stowarzyszeń technicznych.

Kongres odbywał się również pod znakiem jubileuszu 15-lecia działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa. Z tej okazji osobom szczególnie zasłużonym dla branży gazowniczej wręczono odznaczenia prezydenta i ministra energii oraz przyznano stopnie górnicze. Absolwentom XI edycji studiów MBA uroczystie wręczono dyplomy (szerzej na str. 22).

Tradycyjnie, IGG wzięła udział w odbywającej się co trzy lata Światowej Konferencji Gazowej, organizując dla przedstawicieli branży gazowniczej wyjazd techniczny do Waszyngtonu na wystawę gazowniczą, towarzyszącą 27. edycji konferencji (25–28 czerwca 2018 r.) Organizowana od 1931 r. przez Międzynarodową Unię Gazową (IGU) Światowa Konferencja Gazowa (WGC 2018), gromadząc czołowych światowych potentatów branży gazowniczej, jest obecnie najważniejszym wydarzeniem branżowym o zasięgu ogólnoświatowym. Stanowi doskonale miejsce do nawiązania nowych relacji biznesowych i handlowych, rozmów z wybitnymi światowymi ekspertami i praktykami branży gazowniczej oraz zapoznania się z najbardziej innowacyjnymi rozwiązaniami techniczno-technologicznymi w branży gazowniczej. W wyjeździe do Waszyngtonu udział wzięło 18 osób.

25 maja 2018 roku weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych. W maju br. IGG przygotowała dla firm członkowskich propozycję multimedialnego e-szkolenia w tym zakresie. Realizowane jest ono w formule *e-learning*, przy współpracy z partnerem multimedialnym IGG – Wirtualną Internetową Akademią Biznesu. Formularze zgłoszeniowe dostępne są na stronach IGG. Zapraszamy firmy, których pracownicy nie wzięli jeszcze udziału w szkoleniu.

Prace kontynuował również powołany w lutym 2018 r. zespół problemowy ds. zmiany rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Celem prac tego zespołu jest opracowanie spełniających oczekiwania branży zapisów projektu rozporządzenia, które będą następnie przedmiotem uzgodnień we właściwym Ministerstwie. Drugie spotkanie zespołu odbyło się w Warszawie 15 maja 2018 roku.

W związku z licznymi uwagami członków zarządu, zgłaszanymi w trakcie kolejnych posiedzeń, dotyczącymi problemów, z jakimi mają do czynienia firmy wykonawcze w trakcie realizacji inwestycji na rzecz strategicznych firm branży gazowniczej oraz w świetle znaczącego wzrostu potrzeb realizacji nowych inwestycji. Zarząd IGG zdecydował o powołaniu przy IGG zespołu roboczego z udziałem przedstawicieli inwestorów (GAZ-SYSTEM S.A., PGNiG SA i PSG sp. z o.o.), wykonawców i producentów, który opracuje kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca. Pod koniec maja 2018 roku Biuro IGG zaprosiło firmy członkowskie do zgłaszania kandydatów do pracy w zespole, którego

celem jest opracowanie zbioru zasad postępowania przedsiębiorców w procesie przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych.

Prace kontynuował również Zespół Konsultacyjny ds. Pozyskania Środków UE. 22 maja br. odbyło się jego kolejne spotkanie. Wzięli w nim udział przedstawiciele departamentów Ropy i Gazu oraz Funduszy Europejskich w Ministerstwie Energii, strategicznych firm branży gazowniczej oraz eksperci IGG – profesorowie wyższych uczelni technicznych. Podczas spotkania przewodniczący zespołu przedstawił prezentację pt. „Polityka spójności po 2020 roku – prezentacja wyników badania ankietowego przeprowadzonego wśród firm członkowskich IGG”. Przeprowadzona ankieta miała na celu pozyskanie informacji o potencjalnych inwestycjach, zwłaszcza z zakresu budowy infrastruktury sieciowej i magazynowej, które mogłyby stać się projektami finansowanymi ze środków polityki spójności po 2020 roku. Zgłoszono 98 projektów o łącznej wartości ponad 15 mld złotych. Dla celów analitycznych projekty skategoryzowane zostały w pięciu grupach, tj. przesył, dystrybucja, magazynowanie, technologie LNG oraz nowe technologie. Omówiono również obszary do wsparcia m.in. z Funduszy Norweskich i EOG, które przyczynią się do ograniczenia smogu i niskiej emisji. W efekcie spotkania ustalono, iż w najbliższym czasie przygotowane zostanie uzasadnienie do każdego ze zgłaszanych obszarów. Lista projektów wymagających dofinansowania w nowej perspektywie zostanie przesłana do Ministerstwa Energii.

W związku z opublikowaniem przez Komisję Europejską 29 maja 2018 roku projektu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności, 20 czerwca 2018 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa wyraziła w piśmie do Ministerstwa Energii zaniepokojenie odnośnie do zaproponowanych zapisów dokumentu w odniesieniu do przepisu art. 6 pkt 1 lit. h), dotyczącego wyłączenia ze wsparcia EFRR i Funduszu Spójności inwestycji w zakresie produkcji, przetwarzania, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych, z wyjątkiem inwestycji związanych z czystymi ekologicznie pojazdami w rozumieniu art. 4 dyrektywy 2009/33/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Izba wystąpiła w nim do ministerstwa o podjęcie pilnych działań, mających na celu zmianę wskazanych zapisów projektu rozporządzenia lub wypracowanie alternatywnego rozwiązania, umożliwiającego ubieganie się przez sektor gazownictwa o dofinansowanie.

W II kwartale 2018 roku IGG przekazała do konsultacji firm członkowskich 12 ważnych dla branży gazowniczej aktów prawnych:

- projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (komunikat IGG nr 17/2018 z 10.04.2018),
- projekt rozporządzenia w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (komunikat IGG nr 21-2018 z 25.04.2018),
- projekt rozporządzenia MPiT w sprawie określenia obszaru działania i siedzib okręgowych urzędów miar (komunikat IGG nr 22-2018 z 27.04.2018),
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie współczynników i sposobu pobierania opłaty koncesyjnej (komunikat IGG nr 24-2018 z 09.05.2018),



Agnieszka Rudzka

dokończenie na str. 49

Walne Zgromadzenie członków Izby Gospodarczej Gazownictwa

14 czerwca br. w Warszawie odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Walne Zgromadzenie, które jest najwyższą władzą IGG, dokonało wyboru władz na kolejną kadencję. Do Zarządu IGG wybrani zostali: Adam Bochenek (Anticor), Dariusz Brzozowski (EWE), Ewa Daniszewska (Aparator-Matrix SA), Jacek Jaworski (INiG-PIB), Janusz Jureczka (PIG-PIB), Łukasz Kroplewski (PGNiG SA), Cezary Mróz (Sanitgaz), Marcin Przywara (Gascontrol), Janusz Radomski (Orlen Upstream), Marcin Tadeusiak (JT SA), Artur Zawartko (GAZ–SYSTEM SA). Zarząd w tajnym głosowaniu dokonał wyboru Prezydium w składzie: Łukasz Kroplewski, prezes zarządu, Dariusz Brzozowski i Artur Zawartko, wiceprezesi zarządu.

WZC wybrało członków Komisji Rewizyjnej na kolejną kadencję: Robert Aszkiefowicz (cGAS Controls), Piotr Haładus (Radiatym), Krzysztof Hnatio (Gas Storage Poland), Mariusz Makowski (Armatech), Zygmunt Trąba (Intergaz).

Walne Zgromadzenie 13 osobom przyznało honorowe odznaki IGG za zasługi dla sektora gazowniczego.

- **21 czerwca br.** PGNiG Obrót Detaliczny podpisał umowę na dostawę ekologicznego paliwa gazowego CNG dla Tarnowa. Małopolskie miasto od lat konsekwentnie stawia na transport niskoemisyjny, a niedawno zdecydowało się na rozbudowę floty pojazdów napędzanych gazem ziemnym. Już niebawem na tarnowskie ulice wyjedzie 21 nowych autobusów Scania oraz dwie śmieciarki, zasilane gazem dostarczanym przez PGNiG Obrót Detaliczny.

- **21 czerwca br.** PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. i Gas-Trading S.A. z GK PGNiG podpisały z Zarządem Morskiego Portu Gdynia S.A. porozumienie o wykorzystaniu paliwa LNG. Zakłada ono m.in. budowę barki przystosowanej do bunkrowania gazem LNG innych statków. Projekt będzie realizowany w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – INNOSHIP.

- **20 czerwca br.** GAZ–SYSTEM zaakceptował wariant trasy gazociągu podmorskiego, zaproponowany przez wykonawcę dokumentacji technicznej i środowiskowej – firmę Ramboll. Rekomendowana trasa liczy ok. 275 km i przebiega przez duńskie i polskie obszary morskie oraz przez szwedzką wyłączną strefę ekonomiczną (na odcinku ok. 80 km). Wskazano również preferowane miejsca wyjścia rurociągu na ląd – Faxø South w Danii oraz Niechorze–Pogorzelnica w Polsce. Przyjęcie rekomendacji nie oznacza, że została podjęta ostateczna decyzja co do przebiegu gazociągu. Zapadnie ona dopiero po uzyskaniu wszystkich niezbędnych decyzji administracyjnych i pozwoleń.

Ramboll od października 2017 r. przeprowadzał dokładne badania środowiskowe, geofizyczne i geotechniczne, które pozwoliły wskazać optymalną i bezpieczną trasę rurociągu przez Morze Bałtyckie. Wskazany przebieg został przeanalizowany i porówna-

ny z innymi rozważanymi wariantami trasy przede wszystkim pod kątem środowiskowym, technicznym oraz społeczno-ekonomicznym. Oceniono także sposoby prowadzenia przyszłych prac budowlanych, tak aby w jak największym stopniu zminimalizować i ograniczyć oddziaływanie na środowisko i zachować wysoki poziom bezpieczeństwa inwestycji. Akceptacja przez GAZ–SYSTEM rekomendowanej przez wykonawcę trasy nie oznacza ostatecznej zgody na realizację inwestycji w takim wariantcie. Na kolejnych etapach realizacji projektu inwestor będzie musiał uzyskać komplet decyzji i pozwoleń we wszystkich krajach, w których realizowany będzie Baltic Pipe.

- **6 czerwca br.** PGNiG i AGH rozwijają nową technologię wierceń. MiniDrill to innowacyjne rozwiązanie, które może zwiększyć wydobywanie węgla i zmniejszyć koszty wierceń. Właśnie zakończyła się I faza projektu. Nowatorska technologia polega na wierceniu wielu równoległych otworów o małej średnicy przy użyciu strumienia wody pod wielkim ciśnieniem. Otwory te odchodzą nawet do 200 metrów od istniejących tradycyjnych pionowych odwiertów. Nowa metoda nie zastąpi wierceń tradycyjnych, ale może je uzupełnić. Wiercenia o mniejszej średnicy pozwalają na kontakt ze złożem, a jednocześnie są 2–3 razy tańsze. Pozytywne wyniki ich zastosowania zwiększają prawdopodobieństwo, że wiercenia konwencjonalne w danym miejscu przyniosą zamierzony skutek. Wiedza pozyskana dzięki tej technologii pozwoli też na podjęcie decyzji o zastosowaniu droższych zabiegów intensyfikujących wydobywanie albo da podstawy do rezygnacji z dalszego wiercenia. – *MiniDrill to dobry przykład pracy badawczo-rozwojowej, która od początku nastawiona jest na komercjalizację i osiągnięcie efektów dla naszego obszaru poszukiwawczo-wydobywczego. Istotne, abyśmy po próbach terenowych mogli jak najszybciej zastosować to rozwiązanie w praktyce eksploatacyjnej* – mówi Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu ds. rozwoju PGNiG SA.

- **W czerwcu** mija rok od uroczystej inauguracji Międzynarodowego Centrum Doskonałości do spraw Metanu z Kopalń Węgla w Polsce. Działania centrum, powołanego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa, zostały zauważone i docenione przez społeczność międzynarodową w prestiżowym konkursie *Emerging Europe Awards*. Podczas uroczystej gali, która odbyła się 22 czerwca w Londynie, w siedzibie głównej Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju, nagrodę za drugie miejsce w kategorii *Research & Development Initiative of the Year* odebrał Łukasz Kroplewski, przewodniczący ICE-CMM. Pozostali nominowani w tej kategorii to 3Pillar Global, Continental, Embraco, Ericsson, Huawei, Mondelez International, Nokia, Sentiance, a także Siemens Czech Republic, które zwyciężyło. Jak tłumaczy Łukasz Kroplewski, działania ICE-CMM skierowane są na rozwój i popularyzację wydobywania metanu z pokładów węgla, co może przynieść ogromne korzyści dla środowiska, gospodarki i bezpieczeństwa górników pracujących w kopalniach. Jestem dumny, że wspólna inicjatywa konsorcjum, w którego skład wchodzi Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy oraz Główny Instytut Górnictwa, zdobyła uznanie wśród tak znamienitych konkurentów.

- **24 maja br.** GAZ-SYSTEM i Energinet podpisały z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacji i Sieci (INEA) trójstronną umowę na dofinansowanie prac projektowych dla projektu Baltic Pipe w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility* – CEF). Uroczystość podpisania umowy odbyła się 24 maja 2018 r. podczas Energy Infrastructure Forum w Kopenhadze. Podpisanie umowy na dofinansowanie stanowi wypełnienie podjętej 25 stycznia 2018 r. decyzji państw członkowskich UE o przyznaniu pomocy finansowej dla projektu Baltic Pipe z unijnego instrumentu „Łącząc Europę”. Wsparcie finansowe zostało przyznane na podstawie przeprowadzonego w 2017 r. konkursu grantowego CEF Energy na zadanie pn. „Prace przygotowawcze do Projektu Baltic Pipe aż do uzyskania niezbędnych pozwoleń na budowę w Polsce oraz w Danii”, które realizowane będzie przez polskiego i duńskiego operatora systemu przesyłowego, tj. GAZ-SYSTEM i Energinet.

- **24 maja br.** GAZ-SYSTEM oraz Amber Grid podjęły pozytywną decyzję inwestycyjną dotyczącą budowy gazowego połączenia Polska–Litwa. Operatorzy gazowych systemów przesyłowych z Polski i Litwy podpisali umowę Connection Agreement,

InnVento nagrodzone

PGNiG SA otrzymało główną nagrodę w kategorii „Przełomowe rozwiązanie” w konkursie „Nagrody gospodarcze Polskiego Radia”. Firma została doceniona za centrum startupowe InnVento. Statuetkę odebrał Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu ds. rozwoju PGNiG SA. „Nagrody gospodarcze Polskiego Radia” stanowią prestiżowe wyróżnienie dla najlepszych polskich firm, które przyczyniają się do rozwoju krajowej gospodarki, promocji Polski na arenie międzynarodowej, a także angażują się w działalność charytatywną i ekologiczną. Patronat honorowy nad projektem objęły Ministerstwo Finansów, Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju oraz Ministerstwo Energii. – *Po zaledwie roku działania InnVento mamy już spektakularne efekty. Zgłosiło się do nas ponad 100 firm, a z osiemnastoma z nich już kontynuujemy współpracę na różnych poziomach. Chciałbym podkreślić, że nagroda dla PGNiG SA, którą dziś otrzymaliśmy, to nie tylko uznanie dla firmy za stworzenie innowacyjnego centrum startupowego InnVento. To przede wszystkim wyróżnienie za dynamiczny rozwój i efektywne działanie. Po roku funkcjonowania InnVento wdraża już 7 zgłoszonych projektów* – powiedział Łukasz Kroplewski. Izba Gospodarcza Gazownictwa jest partnerem w programie InnVento.



regulującą prawne, biznesowe i techniczne aspekty inwestycji. Zawarcie umowy stanowi faktyczne wspólne zobowiązanie stron do budowy tego interkonektora. Uroczystość odbyła się 24 maja 2018 r. w Kopenhadze, podczas trwającego europejskiego Forum Infrastruktury Energetycznej.

- **21 maja br.** Od 21 do 23 maja 2018 r. GAZ-SYSTEM był gospodarzem *Central and Eastern Europe TSO's Metrological Forum*, na którym spotkali się przedstawiciele operatorów gazociągów przesyłowych z Europy Środkowo-Wschodniej i producenci urządzeń pomiarowych. Spotkanie w Janowie Podlaskim było okazją do porównania obowiązujących stanów prawnych w zakresie nadzoru metrologicznego, wzorcowania gazomierzy, a także wymiany wiedzy i doświadczeń. Reprezentanci GAZ-SYSTEM podkreślali, że otwarte w 2017 r. Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy w Hołowczycach odpowiada zarówno na potrzeby rynku sektora gazowego w Polsce, jak i w Europie. Spółka swoje nowe usługi kieruje do odbiorców końcowych, spółek dystrybucyjnych i wszystkich zainteresowanych wzorcowaniem gazomierzy. Prawidłowe przeprowadzenie tego procesu oznacza zwiększenie dokładności rozliczeń pomiędzy operatorami gazociągów przesyłowych a ich klientami, a także w obrębie całego systemu gazowego.

- **10 maja br.** PGNiG SA uzyskało przemysłowe przypiływy gazu z odwiertu Królewska Góra-1K, zlokalizowanego w miejscowości Budy Głogowskie (powiat rzeszowski). Spółka szacuje, że wydobycie z nowego złoża może wynieść ok. 20 mln m³ wysokometanowego gazu rocznie. O lokalizacji odwiertu poszukiwawczego Królewska Góra-1K zdecydowały dane uzyskane w trakcie badań prowadzonych metodą zdjęć sejsmicznego 3D. PGNiG korzysta z niej na coraz większą skalę. To dzięki badaniom 3D spółka odkryła nowe horyzonty gazowe w złożu Przemysł. Ze wstępnych szacunków wynika, że mogą one zawierać ok. 20 mld m³ zasobów wydobywalnych. Surowiec zawarty w nowych horyzontach pozwoli więc przedłużyć eksploatację złoża o kilkadziesiąt lat.

- **27 kwietnia br.** GAZ-SYSTEM wspiera rozwój kształcenia zawodowego. – *Liczę, że nasza współpraca z Zespołem Szkół Technicznych im. Ignacego Mościckiego w Tarnowie zwiększy możliwość zatrudniania wykwalifikowanej kadry technicznej w branży gazowniczej* – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM, podczas uroczystości podpisania listu intencyjnego i umowy patronackiej z Zespołem Szkół. Spotkanie odbyło się 27 kwietnia 2018 r. Spółka pomoże w kształtowaniu i realizacji planu nauczania, a także doposaży pracownie zawodowe. Ułatwi uczniom dostęp do nowoczesnej infrastruktury przesyłowej zarówno w ramach wycieczek zawodowych, jak i praktycznych zajęć specjalistycznych, w tym laboratoryjnych. Najlepszym absolwentom spółka zapewni płatne staże.

Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – szczytne intencje, ale też walka z czasem i materią

Konrad Świrski

Wszyscy chyba muszą się zgodzić, że niezbędne jest wprowadzenie nowego systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, która jest jednym z najbardziej efektywnych systemów przetwarzania energii i dostarczania ciepła. Obecny system – oparty na świadectwach pochodzenia – wygasa z końcem 2018 roku (a i tak został przedłużony nowelizacją prawa energetycznego z 2014 roku). Paradoksem obecnego (zintegrowanego z europejskim rynkiem) sektora energetycznego jest, że bez systemowych regulacji dopłat niemożliwe jest inwestowanie w najbardziej optymalne (np. z punktu widzenia jakości powietrza) jednostki wytwórcze, a chyba nawet nie jest możliwe inwestowanie bez dopłat (np. rynek mocy) w jakiegokolwiek jednostki wytwórcze.

Podstawowe założenia proponowanej ustawy to koncentracja wsparcia na rzecz rozwoju niedużych instalacji (o mocy do 50 MW), które tworzone będą na poziomie małych ośrodków miejskich, umożliwienie rozwoju najmniejszych instalacji – do 1 MW, utrzymanie produkcji w istniejących elektrociepłowniach, a tam, gdzie jest to niezbędne – dopłata na minimalnym poziomie, zapewniającym utrzymanie produkcji. Jako model wsparcia wybrany jest system dopłat do sprzedanej energii elektrycznej, uzyskiwany w systemie aukcyjnym z 15-letnim okresem wsparcia. Proponowane są 3 koszyki aukcyjne (paliwowe), które obejmą następujące jednostki: koszyk 1 – jednostki kogeneracyjne wykorzystujące paliwa gazowe, koszyk 2 – jednostki kogeneracyjne wykorzystujące paliwa stałe, koszyk 3 – pozostałe jednostki kogeneracyjne, wykorzystujące inne paliwa. W każdym koszyku (paliwowym) proponowany jest podział jednostek kogeneracji ze względu na ich łączną moc zainstalowaną elektryczną w przedziałach: 1–5 MW, 5–20 MW oraz 20–50 MW. Z udziału w aukcji wyłączone zostaną jednostki o mocy mniejszej niż 1 MW (dla których przewidziano specjalny mechanizm wsparcia) oraz jednostki o mocy ponad 50 MW (wykluczone). W dużym uproszczeniu model wsparcia przypomina modyfikowane obecnie FIT OZE, aczkolwiek bez obowiązkowego zakupu energii elektrycznej (tu nie występuje). Przewidywane koszty wsparcia systemu ocenia się na około 1,5 mld zł rocznie.

Stan obecny projektu można śledzić na <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12310101>. Wersja ustawy została zgłoszona do publicznych konsultacji 5 kwietnia, z wyjątkowo krótkim terminem zgłaszania uwag – do 20 kwietnia). Stan na dziś: prace w toku, etap publicznych konsultacji i brak nowej wersji ustawy.

Co ustawa przynosi dla gazu – potencjalnie wielkie szanse rozwoju małej energetyki gazowej. Zapotrzebowanie na moder-

nizację obiektów ciepłowni komunalnych, szczególnie w małych polskich miastach, jest ogromne. Obecne w wielu lokalizacjach przestarzałe ciepłownie na węgiel nie są efektywne, łatwo też nie mogą uzyskać pozwoleń na przyszłe funkcjonowanie wobec zaostrzających się przepisów ekologicznych. Małe lokalne obiekty wysokosprawnej kogeneracji byłyby idealnym rozwiązaniem (z punktu widzenia technologii), wpisuje się to w koncepcję szerszej gazyfikacji kraju, a nawet niektórych strategii dużych polskich korporacji energetycznych, rozważających konsolidację lokalnego rynku, połączoną z nowymi inwestycjami. Łącząc to z koniecznością systemowej poprawy jakości powietrza, którą można osiągnąć poprzez szersze wprowadzenie paliwa gazowego, osiągamy same korzyści. Dla tych optymistycznych planów niezbędne jednak są pieniądze (opłacalność produkcji z paliwa gazowego) – luka kosztowa (np. ocena Izby Gospodarczej Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Ciepła) to około 60–90 PLN/MWh. Kolejnym paradoksem obecnego systemu energetycznego jest to, że najlepsze (technologicznie) technologie można wprowadzić jedynie zapewniając dofinansowanie za pomocą specjalnych mechanizmów biurokratycznych.

Jakie problemy na dziś – wszyscy zgadzają się, że ustawa jest bardzo potrzebna i praktycznie wszystkie organizacje przesyłają swoje poparcie, chociaż, jak zawsze, pojawia się mnóstwo szczegółowych problemów, właściwie z każdej zainteresowanej strony. Na przykład koncerny, które zainwestowały w gazowe jednostki kogeneracyjne (KGHM, Orlen), pracujące na własne potrzeby, zwracają uwagę na właściwie eliminację tego typu obiektów z systemu wsparcia (eliminacja tzw. autoproducentów poprzez założenie o konieczności wprowadzenia wytworzonej energii elektrycznej do systemu dystrybucyjnego/przesyłowego albo do jej sprzedaży). Szczególnie istotne jest to dla KGHM Polska

Miedź S.A. (inwestycje prawie 800 mln zł) oraz dla elektrociepłowni gazowych Orlen (aczkolwiek te – z uwagi na wielkość – prawdopodobnie automatycznie nie będą podlegać działaniu ustawy nawet w zmodyfikowanej wersji). Z kolei producenci OZE, a zwłaszcza sektor biomasy i biogazu, będą naturalnie lobbowali za umożliwieniem połączenia różnych systemów wsparcia (w obecnym projekcie biogaz i biomasa są wyłączone), bo w projekcie ustawy przewiduje się, że instalacje, które już uzyskują wsparcie dla odnawialnych źródeł energii, nie mogą starać się o dodatkowe wsparcie dla kogeneracji. W naturalny sposób pojawiają się uwagi redakcyjne, szczególnie odnoszące się do przepisów przejściowych.

Jakie perspektywy – ustawa o promowaniu energii z wysokosprawnej kogeneracji podąża drogą wszystkich polskich regulacji energetycznych, w których intencje są szczytne, wysiłki ogromne, liczba zainteresowanych podmiotów bardzo duża, a samo finalne wdrożenie – wyboiste i z problemami. Wydaje się, że największe problemy to czas – patrząc na status postępu projektu (jest już czerwiec i niebawem rozpocznie się okres wakacyjny), problemy z „doszlifowaniem” końcowej wersji ustawy oraz z koniecznością uzyskania notyfikacji UE. Jest raczej wątpliwe, iż proces skończy się w 2018 roku (co z kolei rodzi ogromne problemy, bo kończy się poprzedni system wsparcia – być może, musi zostać ponownie przedłużony?). Samo przeprowadzenie aukcji (zakładając, że ustawa zostanie finalnie legislacyjnie procedowana) też może być zagrożeniem – doświadczenia z aukcjami OZE pokazują, że proces nie jest banalny i z uwagi na standardowe w naszym kraju problemy z systemami informatycznymi niekoniecznie może być uruchomiony w terminie. Sama koncepcja – dopłaty zgodne

z proponowanymi ofertami w akcjach – jest atrakcyjna z punktu widzenia konkurencyjności i transparentności rynku, ale doświadczenia z innych rynków (państwa zachodnie) pokazują, że nie zawsze końcowe rezultaty są optymistyczne. Niektórzy oferenci mają tendencję do przeceniania opłacalności projektu i niedocenywania zagrożeń, co oczywiście skutkuje nieuruchomieniem lub niedokończeniem inwestycji (tu należy realnie liczyć się z tym, że co najmniej 20–30% projektów nie będzie zrealizowanych lub powstaną istotne opóźnienia). Wreszcie stopień komplikacji prawnych, zwłaszcza związanych z fazą przejściową z jednego systemu do drugiego – powoduje, iż sytuacja na pewno nie będzie idealna, i – jak zwykle – ktoś zyska, a inny straci.

Podsumowując – ustawa jest konieczna i na pewno bardzo korzystna dla sektora gazowego, ale i niezbędna dla prawidłowego rozwoju polskiego sektora energetycznego. Działania i wsparcie dla tego procesu wszystkich stron (tu kluczowa jest determinacja Ministerstwa Energii) są niezbędne. Niestety, jak zwykle, proces legislacyjny jest niesłuchanie napięty czasowo i prawdopodobnie zostanie opóźniony, nie do końca wiadomo, czy istnieje jakiś plan B na koniec roku 2018, gdyby ustawa (i aukcje) nie wystartowała, a obecny system wsparcia zostanie zakończony.

Cały proces pokazuje też, że sektor energetyczny nie jest banalny i prosty do regulacji, a dążenie do połączenia z jednej strony pełnej konkurencyjności z systemami wsparcia (które z założenia konkurencyjne nie są) powoduje ogromne trudności formalno-prawne i zawsze będzie polem do intensywnego lobbingu.

Prof. dr hab. inż. Konrad Świrski, Instytut Techniki Ciepłej, Politechniki Warszawskiej, prezes Transition Technologies SA.

Co do zasadniczych kierunków ustawy, nasza ocena jest pozytywna

Bogusław Regulski

Środowisko ciepłownicze z wielką nadzieją podchodzi do trwającego obecnie procesu legislacyjnego dotyczącego projektu ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Jest to niewątpliwie szczęśliwe zwińczenie wieloletniej współpracy czterech organizacji branżowych: Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, Izby Gospodarczej Gazownictwa i naszej organizacji – Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie. Działając w ramach wspólnego porozumienia, ten kwartet branżowy postawił sobie za cel utrzymanie działania mechanizmów wsparcia dla kogeneracji w nowych warunkach regulacyjnych, aby nie doprowadzić do zmarowania posiadanego w naszym kraju potencjału tej formy produkcji energii elektrycznej i ciepła i stworzyć warunki dla jej dalszego rozwoju. Cieszy więc fakt, że przedstawiony przez Ministerstwo Energii do konsultacji pro-

jekt ustawy zawiera koncepcje wypracowane w ramach naszych wspólnych działań, które dotyczyły zarówno instalacji istniejących, jak i nowych. Wspomnieć należy, że mechanizm wsparcia dla kogeneracji i jej rozwój stanowią jeden z najważniejszych elementów założeń do strategii ciepłownictwa, które przygotowała Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie i które do rozważenia przedstawiła Ministerstwu Energii.

Dla nas, ciepłowników, wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji ma wielorakie znaczenie. To przede wszystkim możliwość podniesienia efektywności produkcji ciepła poprzez lepsze wykorzystanie dotychczas stosowanych paliw pierwotnych, dzięki czemu uda się wykonać duży krok w kierunku poprawy efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych i uzyskania przez nie statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego”. Kogeneracja to również najważniejszy klucz do rozwoju systemów ciepłowniczych, szczególnie dzisiaj ważnego z punktu widzenia krajowego programu likwidacji niskiej emisji, a także narzędzie do integracji z systemem elektroenergetycznym. I na koniec, co bardzo ważne, w bardzo dużej mierze koge-

neracja ma istotny wkład w poprawę jakości ekonomicznej działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych. Mechanizm wsparcia dla kogeneracji jest potrzebny dla utrzymania wysokiej jakości ciepła systemowego w dużych systemach ciepłowniczych, ale przede wszystkim potrzebny jest małym i średnim przedsiębiorstwom ciepłowniczym, które na razie wytwarzają ciepło w klasycznych ciepłowniach, i dla których to narzędzie jest ważnym argumentem dla przekształcenia posiadanych źródeł ciepła w efektywne instalacje, wykorzystujące technologie kogeneracyjne.

Obecnie jesteśmy w początkowej fazie procesu legislacyjnego wspomnianego projektu ustawy, który środowisko ciepłownicze poddało surowej, merytorycznej ocenie. Co bardzo ważne, co do zasadniczych kierunków ustawy nasza ocena jest pozytywna.

Dla uzyskania pełnego obrazu nowego systemu wsparcia brakuje jednak propozycji rozwiązań szczegółowych w postaci rozporządzeń wykonawczych, które wskazywane są wielokrotnie w treści projektu ustawy. Dopiero poznanie całego mechanizmu pozwoli na ocenę jego wszystkich aspektów organizacyjnych, prawnych i technicznych pod kątem realizacji założonego w projektowanej regulacji celu. Środowisko ciepłownicze z niecierpliwością czeka na kolejne etapy procesu legislacyjnego i ma nadzieję, że zakończy się on w terminie umożliwiającym kontynuację efektywnej transformacji ciepłownictwa systemowego w naszym kraju.

Autor jest wiceprezesem zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.

Nieco optymizmu

Janusz Ryk

Opublikowanie projektu ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji to kolejna propozycja rozwiązań pozwalających na bardziej optymistyczne spojrzenie na perspektywy jej rozwoju.

Rozwijanie produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji to znaczący wzrost efektywności wytwarzania energii elektrycznej, redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zasilanie miejskich systemów ciepłowniczych ze źródeł kogeneracyjnych pozwala na uzyskanie przez nie statusu efektywnych systemów, co uprawnia do korzystania ze środków z europejskich funduszy na rozwój sieci ciepłowniczych.

Zaproponowane w ustawie rozwiązanie w znacznie większym stopniu indywidualizuje wysokość wsparcia produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji niż dotychczasowy mechanizm, oparty na systemie certyfikatów. Wprowadza różne zasady wyznaczania dopłat w zależności od wielkości mocy danej jednostki, różnicuje również system wsparcia dla jednostek nowych i istniejących. Dla nowych jednostek o mocach od 5 do 50 MWe zaproponowano system aukcyjny. System warunkuje dla źródeł istniejących przyznanie dopłat w zależności od aktualnych warunków rynkowych.

W ubiegłym roku cztery organizacje: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Izba Gospodarcza Gazownictwa i Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii bardzo intensywnie współpracowały z Ministerstwem Energii nad analizami i propozycjami nowego rozwiązania systemu wsparcia. Wyniki tych prac w znacznym stopniu znalazły odzwierciedlenie w opublikowanym projekcie.

Sektor elektroenergetyczny przechodzi obecnie okres intensywnych zmian: weszła w życie ustawa o rynku mocy, przed nami

jest jeszcze implementacja dyrektyw i rozporządzeń przyjmowanych w ramach tzw. pakietu zimowego, coraz wyraźniejsze są skutki decyzji o ograniczeniu podaży pozwoleń emisyjnych CO₂, nie bez znaczenia jest również wzrost udziału niesterowalnych odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym i jego wpływ na ceny energii.

W tych warunkach konieczne są rozwiązania, które pozwolą zarówno na zapewnienie prawidłowego funkcjonowania istnie-



jącym źródłom kogeneracyjnym, jak i na rozwój nowych źródeł zgodnie z polityką energetyczną Polski. Obecnie obowiązujący system kończy się w bieżącym roku i mamy nadzieję, że proces legislacyjny prac nad ustawą zakończy się w terminie, który pozwoli na dalszą kontynuację mechanizmu wsparcia kogeneracji.

Dr inż. Janusz Ryk jest dyrektorem Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.

Projektowany system wsparcia ogranicza potencjał kogeneracji

Krzysztof Kidawa

Kluczowym celem długoterminowym (perspektywa 2050 roku) polityki energetycznej UE jest ograniczenie oddziaływania sektora energetycznego na środowisko poprzez wzrost efektywności energetycznej oraz redukcję emisji CO₂. Dokumenty strategiczne na poziomie zarówno unijnym, jak i krajowym do takich technologii zaliczają przede wszystkim wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Jedną z metod realizacji powyższych celów jest wsparcie rozwoju efektywnych i niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Rozwój tych technologii został zaliczony do celów priorytetowych w obszarze efektywności energetycznej, które zostały przedstawione w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” (dalej polityka energetyczna). Zgodnie z obowiązującą wersją polityki energetycznej szczegółowy cel w tym zakresie wyznaczono jako dwukrotne zwiększenie produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji do 2020 roku w odniesieniu do poziomu z 2006 roku.

Obecnie jednym z funkcjonujących instrumentów, służących do zapewnienia realizacji celu w zakresie zwiększenia produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, jest system wsparcia operacyjnego oparty na systemie świadectw pochodzenia. System ten – na podstawie pierwotnych przepisów – funkcjonował w latach 2007–2012, a w roku 2014 jego działanie przedłużono do końca 2018 roku.

W celu zapewnienia ciągłości rozwoju źródeł kogeneracyjnych organizacje zrzeszające podmioty z sektora energetycznego i ciepłowniczego, tj. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz IEPiOE, wypracowały koncepcję nowego systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, który miałby obowiązywać po 2018 roku – „Koncepcja systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Polsce” z 8 listopada 2017 roku” (dalej koncepcja systemu wsparcia, koncepcja) – w formule zgodnej z nowymi wytycznymi KE w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z produkcją energii elektrycznej w latach 2014–2020. Koncepcja systemu wsparcia została przygotowana wspólnie z zespołem projektowym Ministerstwa Energii i była przedmiotem bieżących konsultacji pomiędzy podmiotami z sektora energetycznego i ciepłowniczego oraz Ministerstwa Energii. Prace nad założeniami koncepcji systemu wsparcia były prowadzone począwszy od 2014 roku, następnie zostały zintensyfikowane od II kwartału 2017 roku i zakończone w listopadzie 2017 roku, kiedy to ostateczny kształt założeń systemu przekazano przedstawicielom Ministerstwa Energii. Koncepcja systemu wsparcia obejmowała wszystkich producentów energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym autoproducentów, tj. jednostki wytwórcze, które są jednocześnie i producentem, i odbiorcą wyprodukowanej energii elektrycznej (autoprodukcja).

5 kwietnia 2018 roku Ministerstwo Energii skierowało do konsultacji publicznych projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w wersji z 16 marca 2018 roku, w ra-

mach którego określone zostały założenia nowego systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. System ten, począwszy od 2019 roku, miałby stanowić kontynuację obecnego (certyfikatowego) systemu, stwarzając stabilne i przewidywalne warunki dla wykorzystania potencjału źródeł kogeneracyjnych w Polsce. W związku z tym bardzo ważne jest, aby nowo projektowany system wsparcia przyczynił się do dalszego rozwoju źródeł kogeneracyjnych, a w konsekwencji do wzrostu konkurencyjności i efektywności polskiej energetyki i przemysłu, przy jednoczesnym ograniczeniu emisyjności i negatywnego wpływu na jakość powietrza w Polsce. Aby sprostać tym długofalowym celom, nowy system wsparcia powinien charakteryzować się następującymi cechami:

- stabilnością,
- przewidywalnością,
- efektywnością ekonomiczną,
- efektywnością energetyczną,
- zgodnością z regulacjami Unii Europejskiej.

W ocenie Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, projektowany system nie spełnia ww. cech, których wspólnym mianownikiem jest zapewnienie optymalnego wykorzystania potencjału kogeneracji w Polsce, z uwzględnieniem efektywności kosztowej i ekologicznej. System wsparcia powinien promować oszczędność energii pierwotnej oraz ograniczać emisję u wszystkich producentów energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym autoproducentów, tj. jednostki wytwórcze, które są jednocześnie i producentem, i odbiorcą wyprodukowanej energii elektrycznej. W obecnym kształcie projekt ustawy nie będzie wpływał na maksymalizację wolumenu produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w Polsce, stanowiąc w głównej mierze opcję zabezpieczenia finansowego dla jednostek opalanych paliwami stałymi na wypadek dalszego, obserwowanego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂.

W celu ograniczenia negatywnych skutków systemu wsparcia, związanych z niewykorzystaniem pełnego potencjału rozwoju kogeneracji oraz pogorszeniem konkurencyjności polskiego przemysłu, uzasadniony jest powrót Ministerstwa Energii do wypracowanej przez cztery organizacje branżowe koncepcji systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji po 2018 roku, która na warunkach rynkowych gwarantowała dostęp do systemu wszystkim uczestnikom rynku kogeneracyjnego. W równym stopniu jednostkom komunalnym, jak i przemysłowym.

Krzysztof Kidawa, członek zarządu Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

Po rynku mocy czas na wsparcie kogeneracji

Juliusz Jankowski

Publikacją z 5 kwietnia 2018 roku projektu ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji Ministerstwo Energii rozpoczęło oficjalny etap prac nad kolejnym rozwiązaniem tworzącym ramy regulacyjne dla rozwoju polskiej energetyki.

Wstępne prace nad systemem pomocy publicznej, który ma zastąpić system świadectw pochodzenia, rozpoczęły się ponad rok temu. W działaniach koordynowanych przez Departament Energii Odnawialnej, Rozproszonej i Ciepłownictwa od początku brali udział przedstawiciele organizacji i stowarzyszeń branżowych, zainteresowanych rozwojem technologii kogeneracyjnych. Aktywnym uczestnikiem prac była także Izba Gospodarcza Gazownictwa, działająca przez przedstawicieli PGNiG Termika SA.

Według wstępnych założeń przyjęto, że nowy system wsparcia będzie oparty na dopłatach do energii elektrycznej, które mogą być różnicowane w zależności od wykorzystywanego paliwa, wielkości i wieku jednostki wytwórczej.

W celu sprawnego przeprowadzenia niezbędnych prac analitycznych zdecydowano się na wykorzystanie wsparcia doradcy – firmy EY, która działania w zakresie analiz modelu wsparcia kogeneracji prowadziła już (na zlecenie organizacji branżowych) w latach 2014–2015.

W efekcie współpracy EY z dedykowanym zespołem specjalistów, reprezentujących branżę energetyczną i ciepłowniczą, w końcu września 2017 roku Ministerstwo Energii otrzymało kompletną propozycję nowego systemu wsparcia kogeneracji, którą mogło wykorzystać w dalszych pracach.

Zgodnie z opublikowaną ostatecznie propozycją ustawową wsparcie kogeneracji po roku 2018 realizowane będzie poprzez dopłaty do energii elektrycznej, wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci (wspieraniu nie miałyby podlegać energia zużyta wewnątrz zakładu, w tym dla potrzeb przemysłowych).

Jest to istotna zmiana w stosunku do stanu obecnego, bo teraz wsparcie dotyczy całej energii wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji i jest niezależne od kierunku jej dalszego wykorzystania.

Kolejną ważną zmianą jest silniejsze uzależnienie wysokości wsparcia od warunków ekonomicznych na rynku energii elektrycznej i ciepła.

W systemie świadectw pochodzenia wysokość opłaty zastępczej może ulegać zmianom, ale nigdy nie osiąga wartości zero.

Natomiast w nowym systemie wysokość dopłaty jest obliczana corocznie na podstawie aktualnych wskaźników ekonomicznych i nie jest wykluczone, że w niektórych latach i dla niektórych technologii wartość wsparcia może wynieść zero w przypadku odpowiednio wysokich cen energii elektrycznej i ciepła.

Niezależnie od wymogu uniknięcia tzw. nadwsparcia (tj. dopłaty powodującej uzyskanie przez wytwórcę nadmiernych korzyści finansowych) zaproponowano zróżnicowanie wysokości i form wsparcia dla jednostek nowych i istniejących.

O ile w przypadku jednostek istniejących możliwe może być wsparcie dla wszystkich jednostek (przy spełnieniu kryteriów ekonomicznych), to w przypadku jednostek nowych uzyskanie wsparcia ma być uwarunkowane spełnieniem kryteriów dodatkowych.

Jeśli chodzi o jednostki o mocy 1–50 MWe, Ministerstwo Energii zaproponowało wprowadzenie aukcji, w których nowe jednostki kogeneracji z całego kraju mają konkurować ze sobą o możliwość uzyskania wsparcia.

Według projektu ustawy aukcje mają się odbywać w kilku „koszykach”, zróżnicowanych z punktu widzenia wielkości jednostek i wykorzystywanego paliwa.

Z kolei w przypadku jednostek większych decyzja o możliwości uzyskania wsparcia ma być podejmowana w ramach realizowanej przez prezesa URE procedury naboru na premię kogeneracyjną indywidualną.

Decyzja o przyznaniu premii podejmowana ma być na podstawie rankingu projektów, obejmującego takie kryteria, jak oczekiwana wielkość dopłaty do jednostki energii elektrycznej, rodzaj wykorzystywanego paliwa i lokalizacja nowej jednostki kogeneracyjnej.

Zarówno w przypadku aukcji dla jednostek mniejszych, jak i w przypadku naboru, decyzję o ilości energii podlegającej w każdym roku procedurze przyznania wsparcia podejmować będzie minister energii, biorąc pod uwagę zarówno politykę energetyczną państwa, potrzeby ochrony środowiska, jak i efektywnego wykorzystania energii pierwotnej.

Może też się zdarzyć, że w poszczególnych latach odpowiednie procedury udzielania wsparcia dla nowych jednostek kogeneracyjnych nie będą realizowane.

W ramach propozycji ustawowych specjalne preferencje zostały przyznane jednostkom małym, o mocy do 1 MWe, które będą mogły ubiegać się o przyznanie premii na podstawie zgłoszenia.

Biorąc pod uwagę bliskie zakończenie funkcjonowania obecnego systemu wsparcia kogeneracji i potrzebę uzyskania przewidywalnych warunków regulacyjnych planowania działalności kogeneracyjnej, branża energetyczna z zadowoleniem przyjęła

fakt przygotowania projektu ustawy. Jednocześnie trzeba podkreślić, że w stosunku do funkcjonującego obecnie systemu świadectw pochodzenia, aktualna wersja projektu ustawy Ministerstwa Energii proponuje stworzenie systemu znacznie trudniejszego w zarządzaniu i wykorzystaniu przez potencjalnych beneficjentów.

W związku z tym – w ramach przeprowadzonych konsultacji – przedstawiciele firm energetycznych i zrzeczających je organizacji przedstawili wiele propozycji niezbędnych korekt do zaproponowanych regulacji, co powinno uprościć funkcjonowanie nowego systemu.

Z ważniejszych zmian zaproponowano m.in. odejście od indywidualnego corocznego badania wysokości wsparcia dla każdej z istniejących jednostek kogeneracyjnych o mocy > 50 MWe na rzecz analizy potrzeby wsparcia dla całej grupy podobnych jednostek (na podstawie tzw. jednostki referencyjnej), czyli tak, jak jest to w przypadku jednostek mniejszych.

Wśród propozycji znalazł się też postulat, aby dla nowych jednostek w systemie aukcyjnym wsparcie nie było przyznawane dla całej produkcji w okresie 15-letnim, tak jak to proponuje projekt ustawy, ale aby było ustalane dla określonej ilości wyprodukowanej energii.

Taki system pozwoli na bardziej efektywne wsparcie nowych jednostek o różnym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej,

a dzięki temu przyczyni się także do szybszej i bardziej oszczędnej realizacji celów w zakresie walki ze smogiem oraz przebudowy istniejących systemów ciepłowniczych w kierunku uzyskania przez nie statusu systemów efektywnych.

Obecnie w Ministerstwie Energii prowadzone są intensywne analizy uwag przekazanych do propozycji ustawowej.

Jednocześnie – ze względu na to, że nowy system wsparcia kogeneracji będzie systemem pomocy publicznej i tym samym będzie musiał podlegać akceptacji Komisji Europejskiej, w ministerstwie podjęto działania na rzecz wstępnego przedstawienia w Brukseli podstawowych założeń tej regulacji.

Można mieć nadzieję, że już wkrótce – po analizie uwag, wniosków i poprawek wniesionych w ramach konsultacji społecznych oraz po wstępnych uwagach Komisji Europejskiej, Departament Elektroenergetyki i Ciepłownictwa, który kilka tygodni temu przejął odpowiedzialność za projekt tej ustawy, podejmie intensywne prace nad przygotowaniem jego ostatecznego kształtu i dalszym procedowaniem, z założeniem wdrożenia nowego systemu wsparcia CHP w naszym kraju od początku 2019 roku, tak aby uniknąć przerwy pomiędzy obecnym a nowym systemem.

Juliusz Jankowski, główny specjalista ds. legislacji i innowacyjności, Departament Regulacji i Współpracy Instytucjonalnej PGNiG Termita SA

Kogeneracja oznacza poprawę efektywności energetycznej

Paweł Płachecki

Wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji jest niczym innym, jak efektywnym wykorzystaniem energii pierwotnej zawartej w paliwach.

Poprządk ten widoczny jest chociażby w treści dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012), której zapisy implementowano do krajowego porządku prawnego ustawą z 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2016 r., poz. 831), tworząc między innymi system wsparcia efektywności energetycznej, bazujący na świadectwach efektywności energetycznej, zwanych popularnie białymi certyfikatami. Jednocześnie energia elektryczna wytwarzana w wysokosprawnej kogeneracji, czyli przedmiot wsparcia opisany w projekcie ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, definiowana jest zgodnie z ww. dyrektywą, co podkreśla

efektywną energetycznie naturę wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji.

Zgodnie z art. 9 ust. 2 pkt 1 lit. d projektu ustawy, wartość praw majątkowych wynikających z białych certyfikatów nie będzie uwzględniana w kalkulowaniu pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie jednostek kogeneracji, co jest rozwiązaniem korzystnym z punktu widzenia przyszłych beneficjentów systemu wsparcia kogeneracji, bowiem jego pozyskanie nie będzie ograniczane ewentualnym przyznaniem białego certyfikatu. Sytuacje, w których podmiot partycypuje w obu mechanizmach mogą się zdarzyć, albowiem obwieszczenie ministra energii z 23 listopada 2016 roku w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (M.P. z 2016 r., poz. 1184), stanowiące katalog przedsięwzięć, których realizacja pozwala na pozyskanie świadectwa efektywności energetycznej, jako jedno z zadań wskazuje zastosowanie układów kogeneracyjnych w lokalnych źródłach ciepła.

Autor jest starszym specjalistą ds. efektywności energetycznej, Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu/Dział Efektywności Energetycznej PGNiG SA.

Kogeneracja czeka na rozporządzenia wykonawcze

Teresa Laskowska

Mechanizm wsparcia dla kogeneracji działa w Polsce od 2007 roku, z przerwą w okresie 01.2013–04.2014, i będzie obowiązywał do 31 grudnia bieżącego roku. Przeważa regulacyjna oraz brak pewności, że mechanizm ten zostanie przedłużony, wpływają hamująco na plany inwestowania w najbardziej efektywne i ekologiczne jednostki wytwórcze, jakimi są układy kogeneracyjne.

Już w 2014 roku cztery organizacje samorządowe zawarły stosowne porozumienie dotyczące wypracowania wspólnej propozycji legislacyjnej nowego systemu wsparcia. Niestety, koncepcja przedstawiona na jesieni 2015 roku nie znalazła zainteresowania ze strony Ministerstwa Gospodarki. Dlatego w 2016 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa – wraz z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie oraz Izbą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii – wystąpiła ponownie do Ministerstwa Energii o utrzymanie wsparcia dla kogeneracji. Wysoki priorytet działań dla tego zakresu prac został również podkreślony na V Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który przyjął uchwałę popierającą środowisko gazowników, od lat walczących o projekty wsparcia dla kogeneracji, wspomagane w tych działaniach przez samorządy gospodarcze rynku energii. Stanowisko od początku było jasne – poprzez implementację pakietu regulacji Unii Europejskiej „Czysta energia ...” należy uruchomić długofalowy program wsparcia efektywnych i ekologicznych rozwiązań, jakie stwarza wykorzystanie gazu ziemnego w układach kogeneracyjnych.

Zdaniem branży gazowniczej i jej partnerów, nieustanne nowelizacje prawa, nienadążające za zmianami na rynku i postępowaniem technologicznym, obniżającym efektywność inwestycyjną, to jeden z kluczowych problemów działania i rozwoju ekologicznej energetyki.

Po prawie dwuletnim okresie wspólnych prac, opracowaniu merytorycznych analiz i szczegółowych propozycji rozwiązań, wskazaniu szczegółowych mechanizmów umożliwiających utrzymanie i rozwój kogeneracji w Polsce, w maju br. Ministerstwo Energii opublikowało projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Ustawa pozwoli branży na wprowadzenie większych ilości czystego, ekologicznego paliwa gazowego. Stwarza też szersze możliwości wykorzystania lokalnych źródeł gazu w instalacjach komunalnych, zmodernizowanych jako obiekty wysokosprawnej kogeneracji, oraz budowy nowych jednostek kogeneracji o mocy 1–50 MWe. To wszystko będzie miało korzystny wpływ na poprawę stanu powietrza.

Projekt ustawy – jako zasadniczy kierunek – uznajemy za niezbędny chociażby ze względu na korzyści społeczne. Jednakże ustawa dopiero razem z rozporządzeniem wykonawczym przynie-

sie końcowy efekt i odpowiedź na zasadnicze pytanie: czy zostały zapewnione warunki efektywnego wykorzystania krajowego potencjału, jeżeli analizy wykażą, iż korzyści z utrzymania i rozwoju kogeneracji są wyższe od kosztów z nią związanych. Wyjątkowy charakter przygotowanej regulacji i konieczność uzyskania zgody na jej stosowanie ze strony Komisji Europejskiej obligują do tego, aby wprowadzane przepisy umożliwiły wdrożenie formalnych ram wsparcia dla jak najszerzej grupy wytwórców kogeneracyjnych, a stosowanie ograniczeń podmiotowych i przedmiotowych w zakresie systemu wsparcia było zminimalizowane.

W celu ochrony interesów odbiorców ciepła i energii przed ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów wsparcia dla kogeneracji wprowadzono rozwiązania o charakterze systemowym, takie jak wdrożenie mechanizmu aukcyjnego dla wybranych grup jednostek oraz kontrola ekonomicznej wysokości wsparcia dla pozostałych instalacji kogeneracyjnych.

Dotychczasowe wsparcie produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji oparte było na systemie świadectw pochodzenia. Proponowane w projekcie ustawy rozwiązania dla jednostek o mocy 1–50 MWe oparte są natomiast na systemie aukcji konkurencyjnych uwzględniających koszty paliwowe oparte na paliwach gazowych, stałych i innych, oraz, dodatkowo, różnicowanie ze względu na moc zainstalowaną jednostek.

W przypadku nowych jednostek o mocy powyżej 50 MWe wsparcie uzyskiwane będzie na podstawie indywidualnego wniosku do URE w procedurze naboru na premię kogeneracyjną. Wysokość wsparcia dla utrzymania odpowiedniej jakości ciepła systemowego w dużych systemach ciepłowniczych uzależniona została od warunków ekonomicznych panujących na rynku ciepła i energii elektrycznej.

Projekt ustawy transparentnie systematyzuje dopłaty, różnicując ich formy i wysokość wsparcia dla jednostek nowych, modernizowanych i istniejących, uzależniając je od warunków ekonomicznych. Wprowadzenie dla jednostek o małej mocy (do 1 MWe) premii na podstawie zgłoszeń jest preferencją dla lokalnego małego rynku i wpisuje się w koncepcję rozwoju gazyfikacji oraz likwidacji białych pól na krajowej mapie kogeneracji.

Tak ważny dla branży nowy system wsparcia jest zapewnieniem funkcjonowania istniejących źródeł kogeneracji oraz rozwoju nowych, zgodnie ze „Strategią odpowiedzialnego rozwoju kraju”.

Pozytywne i bardziej efektywne dla systemów ciepłowniczych propozycje, zawarte w projekcie ustawy, nadają kierunek zmian, który jest koniecznością prawidłowego rozwoju sektora energetycznego. Działania Ministerstwa Energii dają nadzieję na kontynuację pomocy publicznej dla realizacji programu walki ze smogiem.

Teresa Laskowska, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Wykorzystujemy rosnący potencjał rynku gazu



Rozmowa z **Henrykiem Muchą**,
prezesem PGNiG Obrót Detaliczny

Przed dwoma laty publikowaliśmy wywiad z panem prezesem, w którym zakreślone zostały strategiczne obszary rozwoju. To była oferta gaz plus prąd, to był rozwój sieci sprzedaży i nowe formy kontaktu z klientami, rozwój e-commerce. Jakie to przyniosło zmiany w działalności firmy?

Pamiętam, że to była końcowa faza pracy nad koncepcją „odwrócenia spółki w stronę do klienta”, przygotowania podstaw do działań na zliberalizowanym rynku gazu – zresztą w dużej mierze zdominowana przez konieczność odbudowania pozycji firmy w segmencie klientów B2B. Chodziło też o szybkie wprowadzenie do sprzedaży w całej sieci drugiego – obok gazu – produktu dla klientów z segmentu detalicznego. W 2016 roku mieliśmy dwa podstawowe cele, które zostały w pełni zrealizowane. Dość szybko okazało się jednak, jak trudna jest transformacja z poziomu „firma – urząd gazowy” do poziomu „firma sprzedażowa w całości zorientowana na klienta”.

Na początku mieliśmy do czynienia z próbą przeczekania zmian, oczekiwań czy nowych regulacji. Później miejscami pojawiały się bunt i brak u niektórych jakiegokolwiek chęci na zmiany. Dzisiaj jesteśmy już w fazie akceptacji i coraz większego zaangażowania pracowników w zainicjowane zmiany. Część tych zachowań w pełni rozumiem, jest wręcz podręcznikowa. Jeśli ma się stu procentowy udział w rynku – i to dotyczy każdej firmy w każdej branży – pojęcie „klient” oraz jego zachowania, a zwłaszcza potrzeby nie istnieją. Nikt ich nie bada, nie tworzy dobrej oferty, nikt nie zabiega o wysoką jakość obsługi. Tak było jeszcze wiosną 2016 roku.

Wdrażając do sprzedaży energię elektryczną, odwiedziłem anonimowo wiele biur obsługi klienta – w poszukiwaniu realnego obrazu naszej firmy. Chciałem poznać sposób pracy konsultantów, podejście do klienta oraz poziom ich wiedzy produktowej. Miałem sporo zastrzeżeń do tego, co zobaczyłem i jedną generalną konkluzję: nic po wielkich strategiach zarządu i najwyższej kadry zarządzającej, jeżeli nasi pracownicy nie będą włączeni w proces zmiany organizacji. Tak zrodził się w mojej głowie pomysł na strategię operacyjną spółki na okres 2017–2020. Zbiegło się to zresztą w czasie z ogłoszeniem aktualizacji strategii dla GK PGNiG, również w obszarze obrotu detalicznego. Właściciel postawił przed nami konkretne zadania, więc należało dość szybko dostosować spółkę do ich realizacji. W kwietniu 2017 roku rozpoczęliśmy pracę nad strategią, która trwała 3 miesiące.

Na czym jeszcze polegać będą zmiany odczuwalne dla klienta?

W ramach pracy nad strategią realizowaliśmy audyt kultury organizacyjnej, którego kluczowym elementem była anonimowa ankieta. Jej wnioski potwierdziły, iż największym atutem naszej firmy są jej pracownicy, ich wiedza i doświadczenie. W zasadzie im dalej od centrali, tym bardziej zaangażowani. Niestety, bardzo często pozostawieni samym sobie, a mimo to szanujący swoje miejsce pracy. Warsztaty regionalne potwierdziły te wnioski. Kierunek stał się oczywisty.

Po pierwsze – procesowe uporządkowanie, wdrożenie narzędzi IT, maksymalny wysiłek na rzecz uruchomienia, a na-

stępnie wdrożenia centralnego systemu billingowego, który umożliwi spółce dynamiczny rozwój, szybszą implementację produktów i dostęp do aktualnej i nieobciążonej błędami wiedzy zarządczej. To dzisiaj kluczowy element do prowadzenia biznesu i zdolności konkurowania z innymi firmami. Pracownikom na co dzień obsługującym klientów ułatwi on życie z dziesiątkami aplikacji, co przełoży się na radykalne skrócenie czasu obsługi.

Po drugie – strategia określiła całościowe ramy dla kierunków sprzedaży i obsługi klienta zarówno biznesowego, jak i detalicznego. Filozofia kierunku w tym obszarze wynika z rzetelnej obserwacji wnętrza organizacji oraz otoczenia zewnętrznego. Przez najbliższe 5–10 lat głównym miejscem kontaktu z klientem detalicznym będzie biuro obsługi klienta. Dlatego od początku 2018 roku inwestujemy w rewitalizację naszych biur, zmianę ich lokalizacji, uruchamianie mniejszych punktów obsługi, tzw. POK.

Ponad miesiąc temu uruchomiliśmy aplikację mobilną, która posiada już prawie 20 tysięcy użytkowników. Na tej bazie chcemy zbudować mobilne biuro obsługi klienta i niemal równolegle e-pasaż, który stanowić będzie element naszej obecności w segmencie *e-commerce*. Wszystko po to, aby być w pełni przygotowanym na zamianę tradycyjnego kanału sprzedaży i obsługi (BOK/*contact center*) na oparty na kanałach www.

Równie ważny jest dla nas, oczywiście, klient biznesowy, dlatego stale inwestujemy w nowe produkty i rozwój kompetencji sprzedażowych. W tym segmencie mamy dzisiaj realną konkurencję. Musimy i chcemy być innowacyjni, dostarczać klientowi pełen łańcuch wartości, np. w obszarze LNG (tzw. małe LNG, projekty kogeneracyjne). Mamy bardzo zaawansowany projekt w zakresie doradztwa energetycznego, efektywności energetycznej.

A jak bogata jest w tej chwili oferta produktowa?

Gaz był, jest i będzie naszym podstawowym produktem. Mamy dwie podstawowe grupy klientów: biznes (podzielony na segmenty) oraz detal (podzielony na grupy taryfowe) oraz obsługujący tzw. mały biznes. Wyraźnie różnicujemy te grupy odbiorców, bo mają różne potrzeby. W 2016 roku wprowadziliśmy sprzedaż energii elektrycznej i dziś mamy ponad 75 tysięcy klientów. Co ważne, w minionym roku połowa spośród klientów zmieniających sprzedawcę energii elektrycznej w Polsce wybierała naszą ofertę. To niewątpliwym sukces i potwierdzenie, że bycie jedyną w Polsce spółką energetyczną o tak rozbudowanej sieci sprzedaży to nasz kolejny bardzo ważny atut.

Jeśli chodzi o sprzedaż gazu, to w ubiegłym roku pozyskaliśmy ponad 97 tysięcy nowych klientów indywidualnych. To były m.in. przejścia od konkurencji, ale w większości mówimy tu o nowych klientach z grupy W3 – czyli właścicieli domów jednorodzinnych. Jak wynika ze statystyk, gaz staje się coraz popularniejszy i to jest w dużej mierze efekt naszych działań.

Jeśli chodzi o biznes, to w tej grupie od stycznia 2017 roku do maja br. pozyskaliśmy prawie 1800 odbiorców. Większość z nich to powroty, a więc ponowne nawiązanie relacji. Pamiętamy o roku 2015, gdy PGNiG stracił prawie 30 proc. wolumenu. W 2016 roku uczciwie odzyskaliśmy znaczącą część

naszej bazy, a powroty nadal trwają. To może oznaczać, że konkurencja nie spełniła oczekiwań, jeśli chodzi o jakość obsługi klienta oraz – co najważniejsze – wywiązywanie się z warunków umowy. Cena dla naszych odbiorców jest i będzie bardzo ważna. Jednak równie ważne są stabilność dostaw i dodatkowe możliwości redukowania kosztów energetycznych – dzięki kompleksowej ofercie PGNiG.

A co nowego pojawiło się ostatnio w ofercie spółki?

W tym roku uruchomiliśmy także pierwszy program, którego celem jest realna walka ze smogiem. Dedykujemy go tym wszystkim, którzy zmieniają nieekologiczne palenisko na przyjazne środowisku piece gazowe. W skrócie – dofinansowujemy zakup pieca czy kotła gazowego w kwocie do trzech tysięcy zł dla gospodarstw posiadających kartę dużej rodziny i tysiąca zł dla pozostałych klientów. Do końca 2018 roku łącznie może skorzystać z tego programu 11 tysięcy gospodarstw domowych: tysiąc posiadaczy KDR i 10 tysięcy pozostałych klientów.

Ponadto, we współpracy z TUV Polski Gaz w Grupie Kapitałowej, uruchomiliśmy pilotaż nowego projektu – sprzedaż ubezpieczeń typu *affinity*. Co to takiego? To ubezpieczenie od niepożądanych zjawisk w domu, np. przepięć elektrycznych. Ten pakiet produktowy rozbudowuje się, ale jest tylko urozmaicheniem dla działalności podstawowej. Już po wstępnych danych widać, że będzie sukcesem.

W naszej rozmowie przed dwoma laty powiedział pan, że chcecie inicjować nowe trendy na rynku gazu. To już się dzieje, przede wszystkim w segmencie CNG/LNG.

Gdy w 2016 roku tworzyliśmy departament CNG/LNG, którego celem była aktywizacja działalności handlowej w tych obszarach, obserwowaliśmy pewne zdzwienie na rynku. W kolejnym roku osiągnęliśmy pierwsze efekty tych działań – umowę z Przedsiębiorstwem Komunikacji Miejskiej w Tarnowie, umowę o współpracy z Autosanem, list intencyjny z Przedsiębiorstwem Komunikacji Miejskiej w Tychach, aneks do umowy z Rzeszowem i deklarację tego miasta o zakupie ponad 40 autobusów gazowych. Kilka dni temu podpisaliśmy umowę z MZA Warszawa na dostawę 54 mln m³ dla docelowo 110 autobusów na CNG. To już efekty, które pozwalają mówić o zainicjowanym przez nas trendzie – gazomobilności. Gaz ma już swoje miejsce w obszarze komunikacji publicznej. Umacnia tę pozycję inicjatywa rządu, by od 1 stycznia 2019 roku CNG było obłożone zerową stawką akcyzy. Biorąc pod uwagę dojrzałość tej technologii i cenę autobusów gazowych, należy spodziewać się szybkich decyzji samorządów, by z tego korzystać i zmieniać transport publiczny na bardziej ekologiczny. Przez ostatnie dwa lata zrobiliśmy wiele, by odbudować swoją wiarygodność jako partnera, który dotrzymuje słowa i szanuje rynek.

Można śmiało powiedzieć, że sektor CNG zyskał drugie życie. Wspiera nas dodatkowo klimat społeczny – tak ożywionej debaty publicznej na temat jakości powietrza w naszych miastach nigdy wcześniej nie było. Dlaczego? Bo dane są zatrważające – ponad 40 tysięcy osób umiera w Polsce z powodu smogu, a na 50 miast w Europie o najgorszej jakości powietrza aż 36 to polskie miasta. Naszą ofertą chcemy te dane zmieniać.

Nie możemy jednak zapominać, że to jest program bardzo ambitny, ale i kosztowny. Jestem zdania, że w sprawie walki ze smogiem konieczny jest strategiczny sojusz administracji rządowej, samorządów i sektora energetycznego, odpowiednio skoordynowany. Bazą wyjściową jest rządowy program walki ze smogiem, ale konieczne jest rozbudowanie odpowiedniego instrumentarium do jego wdrażania.

Dzisiaj jesteśmy w okresie przejściowym – nie ma dużego popytu na CNG, bo nie ma samochodów, a nie ma samochodów, bo nie ma stacji tankowania. Ustawa o paliwach alternatywnych przyspieszy zmiany w tym segmencie, bo stacje tankowania muszą się pojawić.

Drugą nogą gazomobilności staje się technologia LNG. Ale w tym przypadku liczy się inny jeszcze aspekt – likwidacja „białych plam” na gazowej mapie Polski.

Dobrym przykładem jest nasz ubiegłoroczny projekt w Skórczu, gdzie sieci gazowniczej nie ma. Dostarczymy LNG do rozbudowywanej stacji regazyfikacji. Dzięki tej inwestycji na terenie firmy Iglotex SA powstanie elektrociepłownia o mocy 2,5 MWe, która oprócz surowca na cele produkcyjne firmy zapewni ekologiczne ciepło mieszkańcom miasta. Kolejny element to małe LNG. Dzisiaj gazyfikujemy tereny, na których już istnieją stacje regazyfikacji albo klienci budują je we własnym zakresie. Nie wykluczamy takich projektów, ale docelowo ciężar tych inwestycji będzie spoczywał na PSG. W budowie tego łańcucha kompetencji uczestniczy także Gas Trading, spółka logistyczna w GK, dysponująca flotą cystern. A więc ten podział jest czytelny. PSG inwestuje w infrastrukturę, dowozem zajmuje się spółka logistyczna, a my, jako firma sprzedażowa, dostarczamy gaz. To jest kompleksowa oferta.

Potencjał tego rynku jest duży, 40 proc. kraju jest niezgazyfikowane. Na tym terenie funkcjonuje wielu przedsiębiorców. Kolejnym obszarem naszych działań staje się bunkrowanie statków. Odkrywam pewną analogię pomiędzy tym nowym obszarem a początkową fazą rynku CNG. Nikt wtedy nie umiał ocenić, jak ten rynek będzie się rozwijał, podobnie dzisiaj jest z bunkrowaniem. Moim zdaniem, tak duże organizacje jak PGNiG powinny być kreatorem rynku, bo mają realne możli-

wości. Jesienią 2016 roku rozpoczęliśmy współpracę z Grupą Lotos. Od tego czasu zrealizowaliśmy ponad 30 bunkrowań, głównie w Stoczni Remontowa Gdynia, o wolumenie ponad 1,5 mln m³. To jest niewiele, ale w biznesie pierwszy z dobrą ofertą tworzy istotny udział w rynku. Technicznie odbywa się to bezpośrednio z cysterny, ale w zależności od tempa rozwoju tego rynku gotowi jesteśmy zbudować w Trójmieście stacjonarne stanowiska do bunkrowania oraz pływającą jednostkę tankującą LNG. Pierwsze efekty już widać, bo skutecznie budujemy podaż i popyt.

Interesujący staje się także transport rzeczny, co jest związane z planami udrożnienia komunikacyjnego polskich rzek. Barki w tym transporcie też powinny być napędzane LNG, a nie ciężkim mazutem. Skoro o barce mowa, kilka dni temu podpisaliśmy porozumienie z Portem Gdynia w sprawie wspólnych działań w kierunku uzyskania finansowania inwestycji w pierwszą jednostkę bunkrującą PGNiG na Bałtyku. Najmniej zaawansowany kierunek to kolejnictwo, ale jeśli obserwuje się coraz szybszy rozwój intermodalności, nie można wykluczyć, że LNG trafi także na kolej.

Jest jeszcze jeden aspekt sprawy. W naszej strategii uwzględniamy fakt, że mamy wielu klientów kluczowych, którzy swoją działalność produkcyjną realizują w różnych miejscach w kraju. Zarówno tam, gdzie sieci gazowe istnieją, jak i w rejonach, w których tej sieci brak – i tam oferta LNG może być atrakcyjna. Jesteśmy na to przygotowani. Nasze myślenie jest wielowątkowe. Musimy dbać przede wszystkim o te segmenty, które już z powodzeniem rozwijamy, a zarazem o jak najwyższy poziom naszej oferty i jakości obsługi. Będziemy coraz bardziej aktywni w zakresie efektywności energetycznej. To bardzo ważne, ponieważ mamy odpowiednią wiedzę i powinniśmy podzielić się nią z naszymi klientami, tworząc kolejną synergię we wzajemnych relacjach. Musimy nieustannie pracować nad rozwojem strategii organizacyjnej, bo naszym obowiązkiem jest być przygotowanym na pełną liberalizację rynku, która stanie się faktem za nieco ponad 5 lat. Zostało bardzo mało czasu.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Standardy Techniczne IGG dotyczące stacji regazyfikacji LNG

W związku z podpisaną w lutym 2018 r. umową pomiędzy IGG i PGNiG SA na mocy której udzieliło ono IGG licencji do norm zakładowych dotyczących stacji regazyfikacji LNG, do sprzedaży trafiły w tzw. wersji okładkowej następujące standardy techniczne IGG:

- ST-IGG-3701/ZN-G-2100:2018 LNG-Terminologia,
- ST-IGG-3702/ZN-G-2200:2018 Instalacje technologiczne – Zbiorniki procesowe LNG – informacje ogólne,
- ST-IGG-3703/ZN-G-2300-1:2018 LNG – Stacje regazyfikacji LNG. Część 1: Wymagania ogólne,
- ST-IGG-3704/ZN-G-2300-2:2018 LNG – Stacje regazyfikacji LNG. Część 2: Wymagania dotyczące bezpieczeństwa,
- ST-IGG-3705/ZN-G-2300-3:2018 LNG – Stacje regazyfikacji LNG. Część 3: Wymagania dotyczące projektowania,

- ST-IGG-3706/ZN-G-2300-4:2018 LNG – Stacje regazyfikacji LNG. Część 4: Wymagania ogólne dotyczące warunków technicznych wykonania i odbioru,

- ST-IGG-3707/ZN-G-2300-5:2018 LNG – Stacje regazyfikacji LNG. Część 5: Wymagania dotyczące eksploatacji.

Równocześnie w lutym 2018 r. uchwałą nr 06/2018 Zarządu IGG powołana została Grupa Ekspertów ds. Przeprowadzenia Weryfikacji i Oceny Norm Zakładowych PGNiG dotyczących stacji regazyfikacji LNG. W wyniku przeprowadzonych prac, przychylając się do rekomendacji Grupy Ekspertów, Zarząd IGG w maju 2018 r. podjął decyzję o rozpoczęciu procedury powołania Zespołu Roboczego KST, który – wykorzystując normy PGNiG – zaktualizuje i uzupełni opracowania o obszary nieuwzględnione w normach zakładowych LNG, dotyczące m.in. sposobów rozliczania dostaw LNG, określania ogólnych warunków wykonywania pomiarów, wymagań dotyczących urządzeń pomiarowych i miejsca ich zainstalowania, sposobu sprawowania nadzoru nad urządzeniami pomiarowymi czy wymagań jakościowych dla LNG.

Kiedy i jaki „pakiet zimowy” dla sektora gazu?

Paweł Pikus

W czerwcu 2018 roku Komisja Europejska opublikowała dawno oczekiwany raport analityczny dotyczący perspektyw rozwoju regulacji prawnych Unii Europejskiej w obszarze sektora gazu ziemnego. Przygotowując go, urzędnicy unijni dali jasny sygnał dotyczący ich planów w zakresie przyszłych prac Dyrekcji ds. Energii KE (DG ENER).

Kolejne miesiące mijają pod znakiem nowych wiadomości o projektach procedowanych w ramach tzw. pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. pakietu zimowego). W ostatnich dniach udało się osiągnąć kompromis dotyczący brzmienia kolejnych aktów prawnych – dyrektywy o efektywności energetycznej, dyrektywy o OZE oraz dyrektywy dotyczącej zarządzania unią energetyczną. Jednocześnie podczas posiedzenia Rady UE w Sofii uzyskano mandat negocjatorów unijnych do prac nad projektem nowego rozporządzenia o Agencji Współpracy Organów Regulacyjnych UE (ACER). Nowa prezydencja (austriacka), która rozpoczyna pracę od początku lipca br., ma skoncentrować się na uzyskaniu porozumienia instytucji unijnych w zakresie kluczowych dla przyszłości europejskiego sektora elektroenergetycznego regulacji – dyrektywy i rozporządzenia rynkowego. Wyraźnie więc widać, gdzie obecnie leży punkt ciężkości dyskusji unijnych w tematach energetycznych. Państwa członkowskie skupiają się na obronie swoich interesów w kilkunastoletniej perspektywie rozwoju rynku elektroenergetycznego. W dyskusjach tych bardzo mało miejsca poświęca się sektorowi gazu ziemnego. Milczenie to jest jednak bardzo symptomatyczne. Prace nad pakietem zimowym mają się bowiem skończyć do końca 2018 r. Jest to nieprzekraczalny termin złożenia do Komisji Europejskiej krajowego planu energii i klimatu. Niektóre teraz przyjmowane rozwiązania w prosty sposób można też odnieść do sektora gazowego.

Obecnie UE skupia się na najbardziej efektywnym wdrożeniu w sektorze gazu kodeksów sieciowych. Termin implementacji niektórych z nich upływa w 2019 roku. Komisja w chwili obecnej, razem z ACER i ENTSOG, analizują skalę ich wdrożenia oraz adekwatność przyjętych środków do problemów na rynku wewnętrznym. Dlatego z uwagą przeglądane są luki w funkcjonowaniu regulacji unijnych, zgłaszane przy wykorzystaniu GNCFP (Gas Network Codes Functionality Platform) – specjalnej platformy uruchomionej przez ACER i ENTSOG dla uczestników rynku gazu. Analityka ekspercka tych organizacji jest jednym z ważniejszych źródeł wniosków dla ewentualnych przyszłych zmian regulacyjnych. Nie jest jednak możliwe zaproponowanie zmian w sytuacji, gdy przepisy nie weszły jeszcze w życie. Tak jest w przypadku kodeksu sieciowego dotyczącego zharmonizowanych struktur taryfowych. Polskie prawo dostosowano do

regulacji unijnych nowym rozporządzeniem ministra energii z 15 marca 2018 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Wiele ważnych rozwiązań wejdzie w życie dopiero w II połowie 2019 roku.

Obowiązujący dziś model funkcjonowania rynku wewnętrznego gazu ziemnego w Unii Europejskiej, na jakim zbudowano cały system regulacyjny, poczynając od III dyrektywy gazowej i rozporządzenia rynkowe, a kończąc na poszczególnych kodeksach sieciowych oraz nowym rozporządzeniu dotyczącym środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, oparty jest na modelu wzajemnie wpływających na siebie rynków regulacyjnych. Pojawił się on w opracowaniach Florenckiej Szkoły Regulacji, dotyczących wizji docelowego modelu rynku gazu, analizujących tzw. model MECO-S. Ten materiał analityczno-naukowy został następnie przełożony do dokumentu kierunkowego ACER – tzw. Gas Target Model, zaś później do Bridge to 2025, których założeniem było funkcjonowanie płynnych rynków regionalnych – hubów – pomiędzy którymi gaz powinien móc przepływać w nieskrępowany sposób (co stanowiło praktyczne wdrożenie podstawowej zasady funkcjonowania Unii Europejskiej – swobody przepływu towarów). Metodą przyjętą przez instytucje UE w celu osiągnięcia jak największego stopnia integracji rynków była więc harmonizacja kluczowych obszarów funkcjonowania rynków gazu państw członkowskich, niezbędnych do zapewnienia swobody przepływu surowca. Regulacje miały zapewnić, aby uczestnicy rynków mogli przy wykorzystaniu jednolitych zasad przesyłać gaz pomiędzy hubami, tworząc tym samym płynność całego rynku. Gaz miał w założeniu płynąć z miejsc, w których jest tańszy, do miejsc, w których jest droższy. Oczywiście, podstawowym warunkiem skutecznego wdrożenia tego modelu była dostatecznie rozwinięta infrastruktura. Stąd znaczące wsparcie dla sektora z funduszy unijnych oraz przyjęcie tzw. rozporządzenia CEF, które upraszcza proces inwestycyjno-budowlany dla infrastruktury uznanej za kluczową z punktu widzenia rozwoju rynku wewnętrznego gazu w UE. Wraz z upływem czasu instytucje unijne, widząc, że huby gazowe niejednokrotnie nie mogą uzyskać wystarczającej płynności i wielkości, w kolejnych dokumentach programowych rekomendowały dobrowolną integrację rynków krajowych.

Komisja, przygotowując pakiet regulacji dla elektroenergetyki, oraz widząc dyskusję, która toczy się przy okazji zmiany dyrektywy gazowej w celu ostatecznego wyjaśnienia, że gazociągi z państw trzecich są objęte prawem UE, postanowiła przygotować się również do oceny ex post skutków i wpływu obecnych regulacji dla sektora gazu na dobrobyt obywateli UE. Obok wykorzystania przywołanej wyżej platformy oraz obserwowania oddolnych inicjatyw dotyczących integracji rynków państw członkowskich (integracja rynków Belgii i Luksemburga, państw bałtyckich, połączenie stref bilansowania we Francji i w Niemczech), Komisja postanowiła skorzystać z analityki biznesowej. Rezultatem tych prac jest właśnie studium Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe, przygotowane przez EY oraz Regional Centre for Energy Policy Research.

Komisja ocenia w dokumencie, na ile możliwe są dalsze zmiany w systemie regulacyjnym, które przy zachowaniu spójności z podstawowymi zasadami funkcjonowania UE (zasadą subsydiarności i proporcjonalności) pozwolą osiągnąć lepiej zintegrowany rynek UE oraz zwiększą konkurencyjność tego rynku i innych sektorów działających w oparciu o gaz ziemny (np. sektora elektroenergetycznego), względem rynków innych partnerów globalnych. Komisja ocenia przy tym, że niemożliwe jest funkcjonowanie centralnie zorganizowanego, jednego rynku UE, na którym działałby jeden operator systemu przesyłowego. Jednak różnice w cenach hurtowych pomiędzy poszczególnymi rynkami pokazują, że te nie są jeszcze dostatecznie zharmonizowane. Rynki nie reagują w podobny sposób na analogiczne wydarzenia (np. zmiany temperatury) i nie osiągają w sposób optymalny stanu równowagi. Komisja wskazuje, że może to prowadzić do dalszej segmentacji rynków z uwagi na zmieniające się trendy europejskie dotyczące rezerwacji przepustowości – w kolejnych latach nasili się trend zmiany rezerwacji przepustowości z kontraktów długoterminowych na funkcjonowanie w oparciu o krótkie produkty. Jednocześnie dokument dostrzega silne uzależnienie UE od dostawców z państw trzecich, co powoduje niejednokrotnie wtórną segmentację rynków oraz uprzywilejowuje dużych zagranicznych sprzedawców (np. Gazprom) względem odbiorców unijnych. Autorzy dostrzegają również możliwość dalszego zbliżania rynków regionalnych przez likwidację kolejnych obostrzeń w przepływie gazu między nimi.

Autorzy dokumentu proponują cztery warianty rozwoju europejskiego rynku, wymuszone przez odpowiednio dostosowane regulacje.

1. Scenariusz reform taryfowych – w którym taryfy pomiędzy rynkami wewnątrz UE powinny zostać ustalone na poziomie zerowym. W tym scenariuszu przychody operatorów systemów przesyłowych, związane z przesyłaniem gazu przez punkty, na których by nie pobierano opłaty, byłyby odzyskiwane przez specjalnie utworzony mechanizm kompensacyjny na poziomie UE. Przychody niezyskiwane w związku z przepływem transgranicznym UE byłyby pokryte przez zwiększone stawki na wejściu do systemu europejskiego z państw trzecich. Założeniem tego scenariusza jest zwiększenie stopnia integracji systemów europejskich przez ograniczenie barier wejścia/wyjścia na rynku UE. Przesył gazu wewnątrz UE byłby tańszy. Autorzy dokumenty ocenili, że taki zabieg pozwoliłby na wygenerowanie 100 miliardów euro dobrobytu dla UE.
2. Scenariusz integracji rynków – w którym obowiązkiem regu-

lacyjnym byłoby łączenie stref rynkowych, tak aby stworzyć prawidłowo funkcjonujący rynek działający na zasadzie naczyń połączonych. Mechanizm kompensacyjny byłby konieczny do wprowadzenia w takim wypadku dla poszczególnych zintegrowanych stref. Największym ryzykiem tego modelu jest utrata dobrobytu związana z koniecznością bilansowania ubytków w infrastrukturze gazowej między państwami UE.

3. Scenariusz uwolnienia przepustowości/surowca – w którym na importerów gazu do UE zostałyby nałożone oblige sprzedaży gazu na najbliższej giełdzie (do 50% wolumenu), co najmniej zaś połowa przepustowości na punkcie wejścia do UE powinna być rezerwowalna na zasadach krótkoterminowych. Ze względu na korzyści związane z modelowaniem skutków dla rynku autorzy rekomendują wprowadzenie tego scenariusza.
4. Scenariusz strategicznego partnerstwa UE-Rosja – w celu integracji rynków Unii Europejskiej i Rosji oraz wymuszenia zwiększenia stopnia liberalizacji rynku rosyjskiego.

Dokument wskazuje też na kluczowe zmienne, od których zależy kształt europejskiego rynku gazu. Wskazuje przede wszystkim na zależność rynku od stopnia rozwoju i aktualnego stanu światowego rynku LNG (wskazując na niego jako na rynek równoważący cenę na rynku europejskim). W przypadku wprowadzenia zmian regulacyjnych, skutkujących zmniejszeniem atrakcyjności dostaw LNG do Europy, wyniki modelowania wskazywały na drastyczne zmniejszenie dobrobytu UE. Obok zmniejszenia wpływu dostawców z państw trzecich na rynek UE, przy wykorzystaniu programów uwalniania gazu (gas release programmes), dostęp do LNG wskazany jest jako kluczowy element stabilizujący europejskie ceny.

Autorzy wskazali też na negatywne skutki budowy gazociągu Nord Stream 2. Jego ukończenie umożliwi Rosji wpływanie unilateralnie na kształt europejskiego rynku gazu, a przez to na zmniejszenie dobrobytu UE. Gazociąg umożliwi też rozgrywanie rynków przez tworzenie dużych rozbieżności i różnic cenowych pomiędzy rynkami europejskimi – zwłaszcza między Północnozachodnim, Środkowoeuropejskim i Południowoeuropejskim.

Wśród rekomendacji autorzy analizy wymieniają konieczność zmian w rozporządzeniu UE dotyczącym alokacji przepustowości poprzez wprowadzenie obowiązku ogłaszania aukcji na produkty krótkoterminowe dla przepustowości stanowiącej 50% przepustowości technicznych istniejących gazociągów (w tym nowo budowanych). Proponują też zobowiązanie dostawców z państw trzecich do „uwolnienia” określonej części gazu sprzedawanego na rynki UE przez jego oferowanie na najbliższym punkcie wejścia z państwa trzeciego platformie giełdowej. Wskazują na konieczność dalszych analiz mechanizmów kompensacyjnych operatorów systemów przesyłowych oraz na zasadność wymuszenia na Rosji liberalizacji jej sektora gazowego w celu zwiększenia konkurencji w dostępie do gazu z kierunku wschodniego.

Analizując dokument pod kątem sytuacji rynku polskiego, podkreślić należy wiele korzystnych decyzji podjętych w ostatnich latach w sektorze gazu ziemnego. Budowa terminalu LNG była kluczowa w celu zagwarantowania dostępu do alternatywnego źródła surowca. W przyszłości to gaz LNG, biorąc pod uwagę megatrendy na rynku światowym, będzie ogrywał rolę surowca równoważącego ceny gazu dla Europy i bezpośredni dostęp do terminalu regazyfikacyjnego ma fundamentalne znaczenie z punktu widzenia równowagi rynku.

Również budowa gazociągu Baltic Pipe jest wysoce korzystna dla rynku, bo zwiększy jego głębokość i atrakcyjność dla oceny pod kątem warunków konieczność do stworzenia regionalnego hubu. Służyć temu będzie też budowa wielu interkonektorów łączących polski rynek z rynkami krajów ościennych.

Dokument potwierdza też polskie stanowisko względem budowy gazociągu Nord Stream 2. Jego zakończenie wpłynie destruktywnie na rynki państw unijnych przez zwiększenie monopolistycznej pozycji Gazpromu oraz koncentrację dużo większych wolumenów gazu ziemnego w jednym miejscu. Umożliwi to Rosji wykorzystywanie sztucznie zwiększonej głębokości rynku i wpływanie na ceny w całej Europie. Doprowadzi również do zwiększonych rozbieżności cenowych dla poszczególnych rynków – w tym zwłaszcza dla rynków południowych, odciętych od dotychczasowych tras dostaw gazu przez Ukrainę. W każdym badanym przez autorów dokumentu przypadku dobrobyt państw UE, w wyniku budowy gazociągu, spada.

Analiza jest dopiero wstępem do prac nad nowymi regulacjami i nie przesądza ich kierunków. Stanowi głos w dyskusji na temat tego, który kierunek zmian jest dla UE najbardziej pożądany. Należy przy tym podkreślić, że obok analiz kluczowe dla Komisji Europejskiej są głosy uczestników rynku. Rozmowy prowadzone z Dyrekcją Komisji ds. Energii przez administrację publiczną nie zastąpią stanowisk prezentowanych przez w praktyce korzystających z dobrodziejstw wspólnego rynku. Kluczowe przy tym jest, by głos polskich podmiotów był obecny w Brukseli, aby decydenci unijni nie decydowali o nas bez nas. Kolejny rok powinien więc być dwunastoma miesiącami aktywnych działań po stronie polskich uczestników rynku.

Autor jest pracownikiem Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Energii.

Poglądy wyrażone przez autora są jego poglądami osobistymi i nie stanowią stanowiska pracodawcy.

Zmiany w przepisach regulujących kształt taryf gazowych

Lena Krysińska-Wnuk

15 marca br. minister energii podpisał rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków zasad kształtowania i kalkulacji paliw oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (dalej: rozporządzenie taryfowe lub rozporządzenie), które zostało opublikowane 30 marca w Dzienniku Ustaw pod pozycją 640. Rozporządzenie weszło w życie 31 marca, z wyjątkiem przepisów dotyczących nowych informacji dostarczanych odbiorcom końcowym oraz przepisów dotyczących rozliczeń na podstawie konta regulacyjnego, które wejdą w życie odpowiednio 1 kwietnia i 31 maja 2019 r.

Projektowane rozporządzenie zastępuje rozporządzenie ministra gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. poz. 820). Konieczność wydania nowego rozporządzenia wynikała z art. 58 ust. 2 ustawy z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2016 r., poz. 831).

Omawiany akt prawny stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 46 ust. 1 i 2 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” (Dz.U. z 2017 r., poz. 220 z późn. zm.). Zgodnie z tym przepisem szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi są określane przez pryzmat polityki energetycznej państwa.

Ponadto, prawodawca powinien zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju i poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, a jednocześnie chronić interesy odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat oraz zapewnić równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

Jednym z podstawowych zadań każdego państwa jest zapewnienie jego obywatelom bezpieczeństwa, w tym bezpieczeństwa energetycznego, tj. stabilności funkcjonowania sektora elektroenergetycznego oraz paliwowego¹. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 r.” (dalej PEP 2030), przez bezpieczeństwo dostaw paliw i energii rozumie się zapewnienie stabilnych dostaw

paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach. Głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, które to zagadnienie wykracza poza problematykę nieniejszej publikacji. Zatem w omawianym zakresie należy skupić uwagę na celach szczegółowych PEP 2030, takich jak rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego oraz zwiększenie pojemności magazynowych gazu ziemnego. Osiągnięciu tych celów mają służyć działania, do których zaliczana jest również właściwa polityka taryfowa, zachęcająca do inwestowania w infrastrukturę liniową (przesył i dystrybucję gazu). Przed omawianym aktem prawnym postawiono więc nietatwe zadanie takiego ukształtowania zasad kalkulacji taryf, które zapewni dostępność paliw gazowych, rozumianą jako akceptowane ceny nośników energii i dostępność infrastruktury (co wiąże się ze znacznymi kosztami). Ponadto, zgodnie z PEP 2030 Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej, czynnie uczestniczy w tworzeniu wspólnotowej polityki energetycznej, a także dokonuje implementacji jej głównych celów, w tym m.in. ochronę środowiska naturalnego. W PEP zostały więc odzwierciedlone europejskie założenia polityki klimatycznej, ujęte w mapie drogowej 2050 (*A roadmap 2011*). Restrykcyjne standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów wprowadziła również dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (dyrektywa IED). Gaz ziemny, jako niskoemisyjne źródło energii, powinien zatem znajdować coraz szersze zastosowanie. Ponieważ do głównych narzędzi realizacji polityki energetycznej należy zaliczyć regulacje prawne określające zasady działania sektora paliwowo-energetycznego oraz ustanawiające standardy techniczne, należy postawić pytanie: czy regulacje zawarte w nowym rozporządzeniu taryfowym, oczywiście w swym wąskim zakresie wyznaczonym delegacją ustawową, przekładają się na zwiększenie bezpieczeństwa, w tym zarówno bezpieczeństwa ciągłości dostaw, jak i umożliwianie rozwoju przedsiębiorstw energetycznych oraz ochronę środowiska?

Realizując potrzebę zwiększenia poczucia bezpieczeństwa u odbiorców końcowych, w rozporządzeniu zmieniono przepis dotyczący przysługiwania bonifikat za niedotrzymanie przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych paliwa (§ 40 rozporządzenia) lub standardów jakościowych obsługi odbiorców (§ 41 rozporządzenia). Dzięki temu rozwiązaniu (zastosowanemu także w regulacji dotyczącej taryf dla energii elektrycznej) klienci będą cieszyć się większą ochroną, co przełoży się na wzrost zaufania i gotowość do korzystania z paliwa gazowego. Przedtem takie bonifikaty były także wypłacane, jednakże do ich wypłaty konieczny był wniosek odbiorcy. W praktyce uprawnieni często nie wiedzieli o przysługujących im prawach lub o okolicznościach faktycznych uzasadniających wypłatę bonifikat, takich jak np. niedotrzymanie parametrów jakościowych gazu czy ograniczenie ciśnienia. Nowe przepisy eliminują wskazane powyżej utrudnienia, przyznając odbiorcom bonifikaty z mocy prawa. Oczywiście jest, że dla tych nowych rozwiązań konieczne było wprowadzenie okresu przejściowego, w którym przedsiębiorstwa energetyczne mogłyby podjąć kroki w celu realizacji zmienionych zasad przyznawania bonifikat. Zatem w okresie przejściowym, tj. do 31 grudnia 2020 r., bonifikaty będą przyznawane na wniosek odbiorcy.

W rozporządzeniu wprowadzono nowe kryterium podziału odbiorców na grupy taryfowe, uwzględniając odbiór paliw gazowych przy wykorzystaniu przedpłatowego układu pomiarowego (§ 5 pkt 11 rozporządzenia). Doprecyzowano także sposób kalkulacji stawek opłat dla odbiorców korzystających z takiego układu, wskazując, że ustala się je jako stawki zmienne. Jednocześnie określono kategorie kosztów branych pod uwagę przy ich kalkulacji. Ponadto, dla takich odbiorców nie są ustalane opłaty abonamentowe (§ 29 i § 31 ust. 2 rozporządzenia), a koszty związane z dokonaniem rozliczeń wliczane są do pozostałych elementów kosztowych. Zastosowanie liczników przedpłatowych to rozwiązanie dedykowane pewnej grupie odbiorców końcowych, którą – zgodnie z art. 6a ustawy „Prawo energetyczne” – są odbiorcy co najmniej dwukrotnie przez kolejne 12 miesięcy zwlekający z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, odbiorcy niemający tytułu prawnego do nieruchomości (obiektu lub lokalu), do którego są dostarczane paliwa gazowe, oraz odbiorcy użytkujący nieruchomość w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tych wskazanych w ustawie przypadkach układ przedpłaty jest instalowany na koszt przedsiębiorstwa energetycznego. Jak zauważa Małgorzata Nowaczek-Zaremba, w praktyce w Polsce układy takie instalowane są w odniesieniu do paliw gazowych rzadko, w przeciwieństwie do Wielkiej Brytanii, gdzie tego rodzaju liczniki są używane powszechnie. Zdaniem autorki, mimo technicznej możliwości działania takiego urządzenia dla paliwa gazowego czy ciepła nie koszty samego urządzenia zniechęcają przedsiębiorstwa do jego instalacji u odbiorców, lecz koszty systemu i infrastruktury obsługującej działanie tych liczników. Właśnie ze względu na te ostatnie koszty można zaobserwować małe zainteresowanie montażem układów przedpłatowych, a wręcz wycofywanie się z działań w tym obszarze (nawet w odniesieniu do energii elektrycznej)². Mimo tych niekorzystnych aspektów zgłaszane w trakcie konsultacji społecznych postulaty dotyczące układów przedpłatowych pozwalają przypuszczać, że potencjał leżący w tym sposobie rozliczeń został zauważony. Uwzględniając go, w rozporządzeniu przewidziano także odpłatne instalowanie układu przedpłatowego na wniosek odbiorcy końcowego pobierającego paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h (z § 20 rozporządzenia). Odnośnie do odbiorców pobierających paliwo w większej ilości pozostawiono kwestię instalacji układu przedpłatowego nieuregulowaną, umożliwiając umowne uzgodnienie sposobu, trybu i kosztów montażu takiego układu. Nowe regulacje w tym zakresie należy ocenić pozytywnie.

Pozytywne są także zmiany służące rozwojowi rynku gazu. Zaliczyć do nich należy obniżenie wartości wskaźników korekcyjnych dla umów terminowych, mające stanowić zachętę do korzystania z umów krótkoterminowych oraz doprecyzowanie zasady kalkulacji stawek opłat dystrybucyjnych poprzez wskazanie dokładniejszego sposobu obliczenia współczynnika Q, określającego ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych pobieranych przez odbiorców w ilości większej niż 110 kWh/h. W rozporządzeniu wprowadzono również zmiany dotyczące sposobu ustalania kosztów i kalkulacji opłat. Kalkulując ceny paliw gazowych w taryfie przedsiębiorstwo energetyczne uwzględni planowane koszty uzasadnione, które obejmują m.in. kosz-

Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju

W okresie 5–7 kwietnia br. w Łodzi odbył się VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Uroczysto otwarcia dokonał Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, organizatora tego spotkania.

W swoim wystąpieniu podkreślił wysoką rangę tego wydarzenia w branży gazowniczej, co bardzo ważne, bowiem szósta edycja kongresu odbywa się w roku jubileuszu XV-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Inauguracyjna sesja rozpoczęła się uroczystym wręczeniem odznaczeń państwowych, nadanych postanowieniami Prezydenta RP. Aktu dekoracji dokonał Andrzej Dera, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP.

Po uroczystości wręczenia odznaczeń Andrzej Dera odczytał osobiste przesłanie prezydenta Andrzeja Dudy do uczestników i organizatorów kongresu.

Piotr Grzegorz Woźniak, prezes Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, podziękował w imieniu odznaczonych i wygłosił krótkie przemówienie, w którym wyraził zadowolenie, iż jako branża możemy się spotkać w roku jubileuszu XV-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa, bo jest to rok ważny dla polskiego gazownictwa. Mamy rosnący bardzo dynamicznie rynek – z szesnastu na siedemnaście miliardów metrów sześciennych gazu w tym roku. Wskazał, że żaden rynek w żadnym kraju europejskim nie rośnie w takim tempie jak nasz. Patrząc na ostatnie dwa lata międzykongresowe, odnotował kilka przełomowych zdarzeń, takich jak uruchomienie terminalu LNG, ale także podkreślił, jak gaz zdobywa rynek energii elektrycznej i co to oznacza dla wszystkich, którzy pracują zarówno w handlu gazem, jak i w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła – w różny sposób pracujących w obsłudze tych sektorów. VI Kongres PPG, zdaniem prezesa, będzie miał duży wkład w to, co będziemy robić. Teraz, jako branża, stoimy przed nami prawdziwe wyzwania. Osią tych zmian, które już się zaczęły, jest oczywiście zmiana paradygmatu w imporcie dostaw gazu. Naszego krajowego gazu nie wystarczy do zaspokojenia nawet połowy rynku, zwłaszcza tak dynamicznie wzrastającego, dlatego w naturalny sposób jesteśmy skazani na import. Kierunki tego importu wiążą się z najważniejszym zagadnieniem – bezpieczeństwem energetycznym i ekonomicznym, a to wiąże się ze zmianą paradygmatu. Nie będzie powrotu do poprzedniego systemu. Kierunek ruchu jest oczywisty – będziemy wychodzić spod twardej, żelaznych i długoterminowych uzależnień, co otwiera bardzo dużą przestrzeń do swobodnego działania i oby to się działo jak najszybciej.

PGNiG ma w głowie głównie jeden termin – rok 2019 jako zwiastun i rok 2022. Każdy jest w stanie podłożyć pod te dwie daty bardzo konkretne wydarzenia.

Kolejnym wystąpieniem okolicznościowym w tej sesji było odczytanie przez Pawła Pikusa, zastępcę dyrektora Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Energii, listu Krzysztofa Tchórzewskiego, ministra energii.

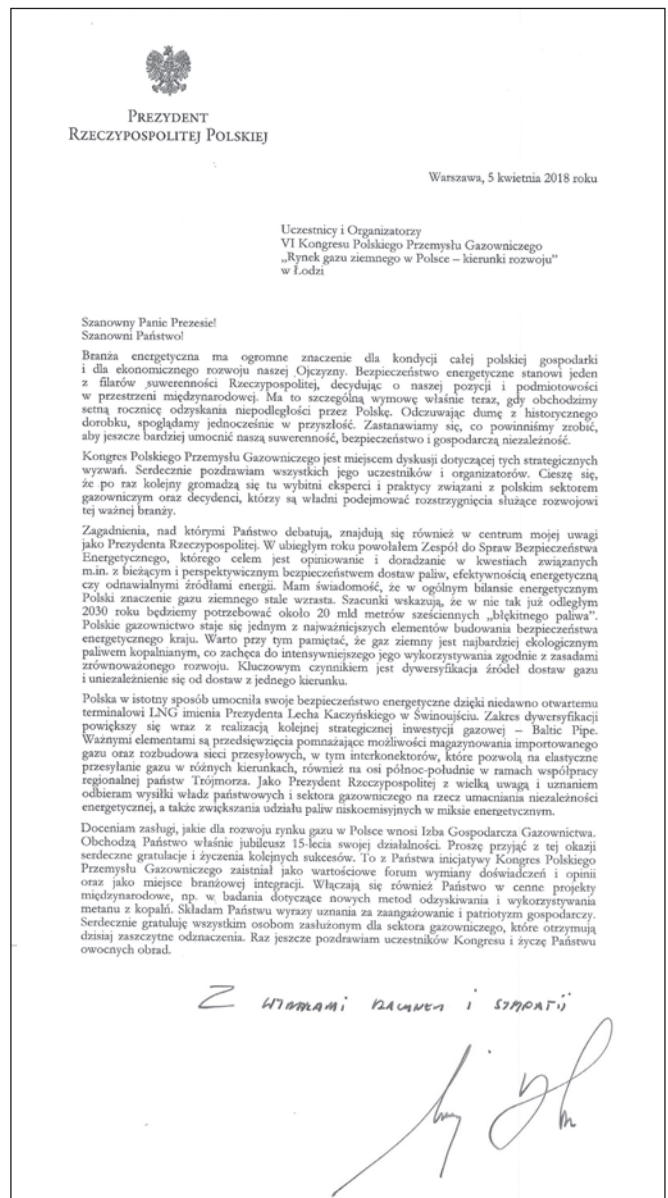
Po jego odczytaniu dyrektor Paweł Pikus dokonał wręczenia honorowych odznaczeń ministra energii i stopni górniczych.

W kolejnej części inauguracyjnej sesji głos zabrał Karol Młynarczyk, wojewoda łódzki, a także Adam Gawęda, senator RP. Po ich wystąpieniach wręczone zostały dyplomy ukończenia studiów MBA. W tej uroczystości udział wzięli Andrzej Popadiuk, prezes Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów, która jest współorganizatorem studiów MBA, Halina Frątczak, Wojciech Parteka, a także Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Odczytano także listy gratulacyjne dla Izby Gospodarczej Gazownictwa, nadesłane przez Macieja Bando, prezesa URE, Mariana Babiucha, prezesa PTEZ, Jacka Szymczaka, prezesa IGCP, Dariusza Brzozowskiego, prezesa EWE. Głos zabrał również Janusz Ryk, reprezentujący PTEZ.

Druga część sesji inauguracyjnej poświęcona była jubileuszowi XV-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa. **Teresa Laskowska**, dyrektor IIGG, w obszernej prezentacji przedstawiła historię samorządu gazowniczego, zarysowała obszary działalności, opisała instytucje i wydarzenia stworzone przez IGG, skalę jej udziału w stanowieniu prawa oraz wyniki tej pracy. Omówiła

szeroko współpracę z innymi organizacjami samorządowymi, krajowymi i zagranicznymi. Podkreśliła rolę kwartalnika „Przegląd Gazowniczy”, od 15 lat dokumentującego zmiany na polskim i światowym rynku gazu, a przy tym znakomitego forum wymiany poglądów dla firm zrzeszonych w IGG. Zarysowane zostały również plany nowych aktywności i obszarów tematycznych działania IGG, wskazujące, że jubileusz XV-lecia to nie spoczywanie na laurach, a tylko etap do dalszego poszukiwania kierunków rozwoju.



Na podstawie artykułu 138 Konstytucji RP oraz ustawy o orderach i odznaczeniach, postanowieniami prezydenta RP odznaczeni zostali:

Za osiągnięcia w podejmowanej z pożytkiem dla kraju działalności państwowej i publicznej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego **Złotym Krzyżem Zasługi odznaczony został Piotr Woźniak.**

Za wzorowe, wyjątkowo sumienne wykonywanie obowiązków wynikających z pracy zawodowej **Złotym Medalem za długoletnią służbę odznaczeni zostali:**

Katarzyna Chołast, Adam Cymer, Eliza Dyakowska, Dariusz Dzirba, Andrzej Kociemba i Tadeusz Teperek.

Srebrnym Medalem za długoletnią służbę uhonorowani zostali: Piotr Dworak, Bartłomiej Korzeniewski oraz Grzegorz Roślonek.



Pierwsza sesja kongresowa, moderowana przez prof. dr. Andrzeja Osiadacza z Politechniki Warszawskiej, poświęcona była tematowi: „Rynek gazu – kierunki rozwoju, perspektywy”. Pierwszą prezentację przedstawił prof. Andrzej Osiadacz, podkreślając, że dotyczy ona stanu aktualnego, a wszyscy zapewne chcieliby wiedzieć, jak będzie wyglądać za kilka czy kilkanaście lat. Moderator omówił strukturę na rynku gazu ziemnego: przesył, dystrybucję, obrót, magazynowanie, poszukiwanie i wydobycie. Scharakteryzował wszystkie segmenty rynku pod kątem biznesowym i technologicznym, podkreślił też rolę giełdy gazu. Opisał zmiany na rynku spowodowane przez technologię LNG. Podkreślił, że w najbliższym czasie można spodziewać się znacznego wzrostu konkurencji na hurtowym rynku gazu – będzie to związane z większą dostępnością konkurencyjnego cenowo gazu oraz możliwością dostawy do Polski poprzez budowanie i rozbudowywanie istniejących interkonektorów. Kluczowym zadaniem jest właściwa rozbudowa infrastruktury gazowej, której celem jest zapewnienie nowych kierunków dostaw i nowych źródeł surowca. Jeśli chodzi o LNG, istnieją prognozy, z których wynika, iż rynek LNG będzie stawał się coraz bardziej rynkiem kupującego, a nie sprzedającego, jako że istnieje prognozowana nadpodaż gazu LNG – wpłynie tańszy gaz ze Stanów Zjednoczonych, a to spowoduje pewną reorientację portfeli dostaw, sprawi, że będą bardziej elastyczne kontrakty, kontrakty krótkoterminowe, umowy spotowe – aby można było taniej kupić ten surowiec. Następną istotną sprawą to huby gazowe. Są kraje, które o tym myślą – Polska, Ukraina czy Słowacja. Natomiast według analiz europejskich, jeśli tworzymy hub, to ten hub ma sens, jeżeli popyt sumaryczny, czyli ilość gazu, którą są zainteresowani zarówno kupujący, jak i sprzedający, będzie przekraczał, powiedzmy, 100 miliardów metrów sześciennych gazu rocznie. Wtedy to jest przedsięwzięcie efektywne. Bezpieczeństwo energetyczne jest rozumiane jako zapewnienie ciągłości dostaw, natomiast nie zapewnienie niskich cen. To jest pierwsza zasada. Druga – większy udział gazu w strukturze energii pierwotnej to trend postępujący w efekcie wprowadzanych mechanizmów promowania gazu ziemnego, czyli opłata za emisję do atmosfery, żółte certyfikaty, akcyza, lokowanie środków finansowych, pozyskanych z aukcyjnej sprzedaży uprawnień emisji CO₂ i tak dalej. Następnie funkcjonowanie modelu umów opartych na pełnym, długo-, średnio- i krótkoterminowym prognozowaniu zapotrzebowaniu na gaz. To jest bardzo istotne. Te prognozy powinny być krótkoterminowe dla potrzeb sterowania, średnio- dla potrzeb bilansowania, a długo- dla potrzeb inwestycyjnych. Koszty inwestycji są ogromne, więc aby dobrze rozbudować system, trzeba mieć dobrą prognozę – wiarygodną, uwzględniającą możliwość jak największą liczbę czynników. Wtedy będziemy mogli projektować z uwzględnieniem naszych potrzeb. Następną sprawą to kwestia ograniczeń infrastrukturalnych w obszarze przesyłu, dystrybucji i magazynowania, czyli

rozbudowa i przebudowa systemu, poprawa hydrauliki systemu, tak aby powstał system wielokierunkowy, zasilany z wielu stron – efektywny w sensie prowadzenia. No i budowa interkonektorów, które pozwoliłyby na efektywne, pełne połączenie się systemów z systemem europejskim. Szczególnie, że w tej chwili duży nacisk kładziemy na to, aby te systemy integrować. Obecnie prowadzone są prace, których celem jest właśnie doprowadzenie do tego, żeby stworzyć duże, o dużej przepustowości interkonektory, aby można było gaz kupować i sprzedawać, a mniejszą uwagę poświęcać na inwestycje w magazyny.

Po swoim wystąpieniu prof. Osiadacz zaprosił do panelu Pawła Pikusa, zastępcę dyrektora w Ministerstwie Energii, Artura Zawartko, wiceprezesa w GAZ-SYSTEM, Wioletę Czemieli-Grzybowską, wiceprezesa PSG, Krzysztofa Hnatio, prezesa Gas Storage Poland, Jacka Ciborskiego, dyrektora w PWC, oraz Łukasza Kroplewskiego, wiceprezesa PGNiG.

Paweł Pikus z ME powiedział, że zacząłby od bardziej ogólnego wstępu do tematyki panelu: jak rynek i sektor będą wyglądały w przyszłości. Jeżeli chodzi o perspektywę europejską i międzynarodową, obecnie Unia Europejska jest skoncentrowana na tym, żeby skończyć pakiet elektroenergetyczny. Natomiast wydaje mi się, że wszyscy powinniśmy zacząć przygotowywać się do tego, że nowa Komisja Europejska, po 2019 roku, po zakończeniu reformy rynku elektroenergetycznego, skupi się na zmianach na rynku gazu. Już teraz mamy ku temu wstępne przesłanki. Niedawno KE opublikowała kompleksowy raport dotyczący tego, jak rynek gazu może wyglądać w przyszłości. Raport ten jest dostępny na stronach internetowych KE pod nazwą „(Study on) Quo vadis gas market”. Komisja analizuje, jak ten rynek zmienić, żeby był jak najbardziej efektywny z punktu widzenia ceny końcowej gazu dla odbiorcy. Otwiera on zupełnie nowy ton dyskusji o przyszłym modelu rynku. Na przykład mówi się o zniesieniu taryf pomiędzy hubami gazowymi czy państwami członkowskimi, o uwolnieniu kontraktów długoterminowych czy wprowadzeniu obliża sprzedaży gazu z państw trzecich na pierwszym rynku państwa unijnego. Jeżeli chodzi o bezpieczeństwo dostaw, na poziomie UE mamy nowe rozporządzenie SOS, które zmienia paradygmat myślenia o bezpieczeństwie i przenosi ciężar na analizy poziomu regionalnego. Wracając do rynku krajowego, pierwszym zawsze podnoszonym tematem jest ustawa o zapasach. Niemniej mamy informacje, że liczba koncesji na obrót paliwami gazowymi z roku na rok się zwiększa. Dane giełdowe z ostatniego okresu pokazują, że rynek krajowy cały czas się rozwija. Okazuje się, że konkurencja na rynku detalicznym się nie zmniejszyła. Przed nami dużo wyzwań regulacyjnych na poziomie krajowym. O tym dziś mówimy – nowe rozporządzenie techniczne, pomysły dotyczące prawa gazowego, zmian prawa energetycznego i tego, jak ten rynek będzie u nas wyglądał pod względem regulacyjnym. Przed nami wiele pracy. Chcemy, żeby prawo było jak najbardziej efektywne.

Decyzją ministra energii przyznana została odznaka honorowa „Zasłużony dla górnictwa RP”, którą otrzymała Elżbieta Kramek.

Decyzją ministra energii przyznane zostały odznaki honorowe „Za zasługi dla energetyki”. Odznakę tę otrzymali: prof. Waldemar Kamarat, Michał Rewers, Janusz Pietruszewski, Paweł Mularczyk, Marek Mieczysław Wiśniewski oraz Tadeusz Ludwik Podziemski.

Decyzją ministra energii przyznane zostały odznaki honorowe „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego”, które otrzymali: Bolesław Rej, Artur Zawartko, Dariusz Ziółkowski, Michał Konrad Szpila, Marek Jodko, Ireneusz Krupa, Agnieszka Anna Rudzka, Piotr Przemysław Seklecki, Cezary Mariusz Mróz, Sławomir Adam Lizak, Bogdan Maria Tymkiewicz, Piotr Mikuś oraz Mateusz Krzysztof Turkowski.

Decyzją ministra energii przyznane zostały stopnie gómicze: **Generalnego Dyrektora Gómiczego I Stopnia** otrzymała Teresa Laskowska.

Generalnego Dyrektora Gómiczego III Stopnia otrzymał prof. Andrzej Osiadacz.

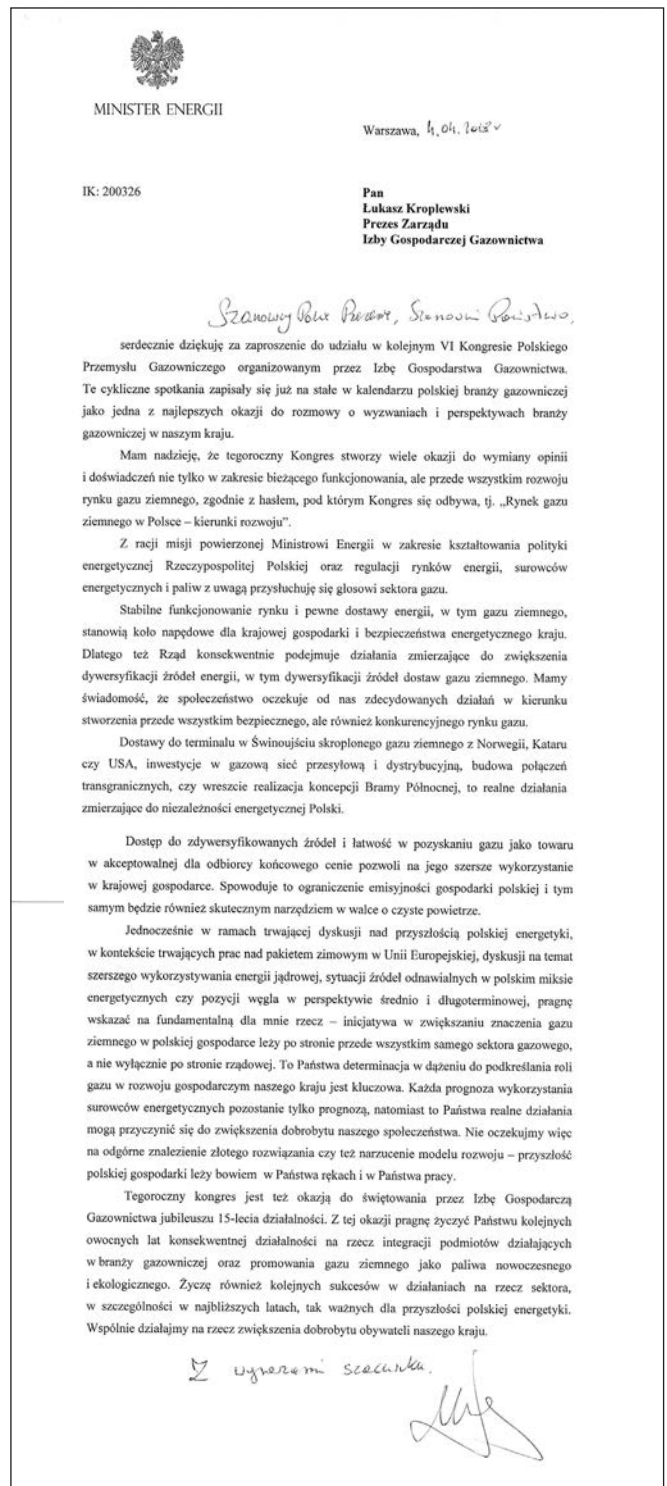
Dyrektora Gómiczego II Stopnia otrzymał Grzegorz Roślonek.

Dyrektora Gómiczego III Stopnia otrzymali: Adam Jarek i Marcin Tadeusiak.

Na zakończenie Łukasz Kroplewski, prezes zarządu IGG, wręczył Arturowi Zawartko **Srebrną Honorową Odznakę Izby Gospodarczej Gazownictwa.**

Artur Zawartko podkreślił, że GAZ–SYSTEM od wielu lat przygotowuje się do wzrostu ilości gazu, który przesyła. Ubiegły rok był rekordowy, jeśli chodzi o ilość gazu przesłanego przez naszą sieć. W dużej części jest to zwiększenie zużycia krajowego, ale nie tylko, bo stajemy się krajem, można powiedzieć, tranzytowym, jeśli chodzi o przesył gazu i to jest nasz cel, o to nam chodzi – im większy przesył gazu przez naszą sieć, tym mniejszy koszt tego przesyłu np. dla odbiorców krajowych. I tutaj sięgamy do tematu panelu, czyli budowy rynku. W celach naszej firmy bardzo często pojawia się słowo „bezpieczeństwo”. Bezpieczeństwo, czyli bezpieczna eksploatacja sieci, niezawodne dostawy do odbiorców, bezpieczeństwo dostaw w ogóle na rynek krajowy. Wydaje się, że często bezpieczeństwo w zasadzie oznacza koszt, czyli coś w rodzaju bariery w rozwoju rynku. W przypadku naszego rynku gazu jest dokładnie odwrotnie, zwłaszcza w tym drugim aspekcie, ponieważ widzimy na rynku, co się stało po uruchomieniu Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu w 2016 roku, jak ten element ożywił rynek przez fakt sprowadzenia gazu z innych źródeł niż dotychczasowe. Prawdziwy rynek będzie wtedy, gdy my, jako operator infrastruktury, stworzymy możliwość dostarczania gazu z różnych kierunków, z różnych źródeł, od różnych dostawców i stworzymy platformę do obrotu mocami przesyłowymi tego gazu. To jest nasza misja. Kiedy projektowano terminal, mało kto spodziewał się takiego boomu na rynku LNG i na rynku usług, które nazywamy dodatkowymi. Obecnie musimy rozbudowywać stanowiska do przeladunku tego gazu na autocysterny, będziemy budować drugie nabrzeże do obsługi mniejszych statków i bunkierów, i zaopatrywać w ten sposób rejon Morza Bałtyckiego. To są nasze główne zamierzenia. Oczywiście, również bocznicą kolejową, na to jest bardzo duży popyt – nawet z krajów Europy Zachodniej. Jeśli chodzi o Baltic Pipe, to o tym mówimy dosyć często i dosyć dużo. Ten projekt się toczy, ma zapewnić nam do 10 miliardów metrów sześciennych gazu na naszym rynku, ale żeby ten rynek dalej istniał, musimy połączyć się z systemami krajów ościennych. Rozpoczynamy niewiązącą część, procedurę *Open Season* z Ukrainą, bardzo zaawansowane są prace nad interkonektorem ze Słowacją – jest to jeden z projektów pod patronatem Unii Europejskiej, z dużym dofinansowaniem. To jest element tworzenia korytarza północ-południe. Prezes Zawartko dodał, że aby zapewnić bezpieczeństwo – „bezpieczeństwo” nie jako koszt, tylko wręcz przeciwnie, dostęp do tańszego gazu – musimy myśleć również o połączeniach naszego dużego systemu przesyłowego z mniejszym, dystrybucyjnym, i z mniejszymi rurami, które też zaopatrują naszych odbiorców. To jest nasz kolejny program dostosowania do takiej mapy punktów wyjścia i wejścia systemu, żeby to było opłacalne. W ten sposób chcemy sprzyjać rozwojowi rynku.

Kolejny panelista, **Wioletta Czemieli-Grzybowska, wiceprezes PSG**, podkreśliła, że koncepcje rozwoju sieci dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa nieodłącznie związane są z rozwojem sieci przesyłowej GAZ–SYSTEM. Realizujemy ten rozwój dwukierunkowo. Z jednej strony, najważniejsza z naszego punktu widzenia jest likwidacja ograniczeń systemowych. Żeby je likwidować, podejmujemy działania zarówno zwiększenia na punktach wejścia naszego zapotrzebowania, jak i różne prace modernizacyjne, prowadzone zarówno na styku z GAZ–SYSTEM-em, jak i dodatkowe działania, mogące przyspieszyć likwidację tych ograniczeń poprzez postawienie w tych miejscach – w celu wzmocnienia naszego systemu dystrybucyjnego – stacji LNG. Wprowadziliśmy kolejne działania, wcześniej niepraktykowane, wykorzystujące pojawienie się gazu LNG. Mieszkańcy wiedzą, że są daleko od gazociągów, natomiast składają zapotrzebowanie na tę sieć w swoich regionach i my staramy się odpowiadać na to zapotrzebowanie poprzez gazyfikację wyspową, także właśnie posadawiając stacje LNG. Na rok 2018 do likwidacji ograniczeń systemowych mamy zaplanowane posadowienie dziesięciu stacji w różnych miejscach w Polsce w tzw. punktach dla nas krytycznych oraz kolejnych dziesięciu stacji gazyfikujących tzw. białe plamy. Wspomniała o działaniach, które prowadzi Polska Spółka Gazownictwa z racji nowych zadań, nadanych przez ustawodawcę, m.in. poprzez ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Pojawia się duże wyzwanie, bo do roku 2025 na terenie całej Polski mamy posadowić 112 stacji, będą to zarówno stacje CNG, jak i LNG, więc nowy obszar, nowy kierunek rozwoju. O ile przez 9 miesięcy zidentyfikowaliśmy 45 miejsc, oszacowanych na podstawie zgłoszonego zapotrzebowania (docelowo na tych stacjach zapotrzebowanie będzie sięgać około 180 milionów metrów sześciennych), to w kolejnych trzech miesiącach pojawiło się kolejne 28 miejsc ekonomicznie opłacalnych. Natomiast to nie oznacza, że te miejsca będą wszędzie zgazyfikowane, że zdążymy przeprowadzić te gazyfikacje. To jest zależne od tego, w jaki spo-



sób gazyfikacja będzie przebiegała, bo pierwotnie zakładaliśmy, że będzie jedna stacja np. na gminę. Jednak prowadzone wielowariantowe analizy umożliwiają posadowienie większych stacji i większej liczby odbiorców i gazyfikację nawet do czterech gmin. Jeśli mamy tam odbiorców kluczowych, to oni swoim zapotrzebowaniem umożliwiają gazyfikację większego obszaru.

Krzysztof Hnatio, prezes Gas Storage Poland, w swojej wypowiedzi opisał funkcjonowanie systemu magazynowania gazu. Operator systemu magazynowania po pierwsze, wpływa na bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski, bo, jak pamiętamy, w czerwcu ubiegłego roku, gdy był zawodniony gaz ze strony rosyjskiej, magazyny utrzymały przez tydzień to, czego nie podawał tranzyt. Po drugie, siedem magazynów, których operatorem jest Gas

Storage na terenie Polski, wpływa na stabilność pracy operatorów. Trudno byłoby sobie wyobrazić pracę operatora przesyłowego bez roli, jaką spełniają magazyny w kształtowaniu elastyczności prowadzenia ruchu na wysokim ciśnieniu. Ale to jest również pomoc dla sektora dystrybucyjnego. Trend w Europie jest taki, aby budować więcej magazynów, ponieważ jest większa ich mobilność w sensie zatłaczania i wytłaczania gazu, co jest bardzo potrzebne z punktu widzenia prowadzenia elastycznego ruchu przez sieć przesyłową. To również powoduje, że magazyny stają się operatorem, który jest nierozdzielalnym łańcuchem kształtowania się rynku gazu. Coraz większe oddziaływanie smogu sprawi, że odbiorcy będą zmuszeni do przejścia na inne źródło. W naszym przekonaniu to będzie gaz ziemny. I tutaj obserwujemy, że nawet gdybyśmy brali pod uwagę 20% gospodarstw domowych, które odejdą od węgla, to przeliczyliśmy, że o ok. 3,5% należałoby zwiększyć pojemności magazynowe tylko z tego powodu. Ostatecznie twierdzimy, że – według naszych szacunków – do roku 2022 zużycie gazu w Polsce wyniesie około 20 mld (renomowane firmy podawały, że około 18 mld) i w związku z tym trzeba brać pod uwagę rozbudowę magazynów.

Prof. Osiadacz, zapowiadając kolejną prezentację, wrócił do kwestii hubu gazowego w Polsce. Coraz więcej krajów bowiem ma ambicje, żeby taki hub stworzyć.

Jacek Ciborski z firmy doradczej PwC zwrócił uwagę, że jest jedyną w tym panelu osobą, która reprezentuje podmiot będący poza łańcuchem wartości rynku gazowniczego i administracji rządowej i dodał, że rola takiej osoby jest ciekawa, ale jest też wyzwaniem, dlatego że oczekuje się od takiej osoby zadawania trudnych pytań, wsadzenia przysłowiowego kija w mrowisko i ja postaram się nie zawieść tego oczekiwania. Przede wszystkim to, o czym profesor Osiadacz powiedział: hub gazowy. Otóż, stworzyć hubu gazowego nie można. Hub gazowy to nie jest podmiot, to nie jest organizacja, którą można – to są warunki: infrastrukturalne, regulacyjne, organizacyjne, które należy stworzyć, aby taki hub miał szansę powstać na danym rynku. Hub to jest nic innego, jak punkt wymiany handlowej – w tym przypadku dla gazu ziemnego. Jeżeli będziemy patrzyli na hub gazowy z perspektywy krajowej, to pewnie możemy dojść do wniosku, że taki hub w kraju już istnieje. Zresztą niezależne organizacje potwierdzają: hub mamy, nazywamy go nawet hubem, dają mu w skali 20-punktowej jakieś 9 punktów, jeżeli chodzi o dojrzałość tej organizacji, a wynika to z faktu, że – po pierwsze – mamy punkt wirtualny, mamy operatora, który bilansuje nam system, mamy giełdę towarową energii, na której obrót gazem ziemnym jest możliwy i on się odbywa. Natomiast rozumiem, że nasze aspiracje są dalej idące, a mianowicie mamy chęć odgrywania roli hubu regionalnego – dla Europy Środkowo-Wschodniej, od Polski po Chorwację, łączącego dwa terminale LNG. I tutaj pojawiają się pierwsze wątpliwości, pierwsze pytania i pierwsze schody. Będąc pełen uznania dla wysiłku organizacyjnego i finansowego firmy GAZ-SYSTEM, która w bieżącej dekadzie podjęła niesamowity wysiłek rozbudowy naszego systemu, to jednak, jak porównamy nasz krajowy system gazowniczy z systemami, jakie charakteryzują rozwinięte huby gazowe, to dzieli nas przepaść. Popatrzmy chociażby na wybrany hub w Belgii, w Zeebrugge. Jest to, co prawda, hub fizyczny, on różni się od naszego, który będzie hubem wirtualnym, czyli będzie obejmował cały nasz system krajowy, jednak w tym jednym miejscu, w hubie w Zeebrugge, mamy połączenia gazowe z Wielką Brytanią i ze złożami norweskimi, mamy w ramach hubu terminal LNG, mamy połączenie gazociągami z nieopodal leżącym terminalem LNG we Francji, mamy połączenia z Niemcami, z Francją, a przez Francję z Włochami. Jest to olbrzymia infrastruktura, która w jednym miejscu daje możliwości przesyłowe około 80 mld metrów sześciennych, przy wewnętrznym zapotrzebowaniu Belgii na poziomie 15 miliardów metrów sześciennych. Kraj wielkości porównywalnej z Polską, jeśli chodzi o zużycie gazu ziemnego, natomiast możliwości przesyłowe zupełnie inne. I z tej perspektywy patrząc na nasz krajowy rynek: jaką dysponujemy infrastrukturą, to widzimy różnicę, bo wiemy, jaką mamy i jakie mamy możliwości dywersyfikacji dostaw obecnie. Plany na kolejne lata są bardzo ambitne, natomiast wydaje się, że nawet otwarcie Baltic Pipe, nawet uruchomienie połączenia ze Słowacją czy z Ukrainą, wciąż nie daje nam szansy pretendowania do miana hubu gazowego dla Europy Środkowo-Wschodniej. Ile powinno być przepustowości? Na to pytanie nie potrafię odpowiedzieć, natomiast zapewne powinna ona być wielokrotnością naszego wewnętrznego zapotrzebowania. To nie tylko interkonektory, to nie tylko punkty wejścia, które umożliwiają dywersyfikację dostaw; to są również punkty wyjścia, żebyśmy mogli ten gaz przesyłać do innych krajów, jeżeli mamy pełnić funk-

cję hubu. Perspektywy, plany mamy – nie wiem, czy one są wystarczające, a na pewno są odległe w czasie. Rok 2022 – oddanie Baltic Pipe, w trochę późniejszym terminie, jeżeli chodzi o Słowację, a niewiadome terminy, jeżeli chodzi o Czechy i Litwę – to wszystko jak gdyby odsuwa nas w czasie, a już od pięciu lat mówimy o hubie, przez kolejne pięć lat będziemy tworzyli infrastrukturę, która nie wiadomo, czy będzie wystarczająca. Pozostaje jeszcze kwestia możliwości przepuszczenia tego gazu przez nasz rynek wewnętrzny. Czy wiemy, jakie inwestycje należy poczynić, jak rozbudować nasz system, aby na przykład przesłać 60 mld metrów sześciennych gazu – bo tyle pewnie powinno być, abyśmy mogli mówić, że jesteśmy hubem gazowym dla Europy Środkowo-Wschodniej. Wydaje mi się, że dzisiaj nie jesteśmy w stanie na to odpowiedzieć, a tym samym nie jesteśmy w stanie powiedzieć, czy nas na to stać. Czy stać nas na to jako kraj, bo tę inwestycję trzeba wykonać najpierw, a potem, być może, znajdą się klienci i znajdzie się obrót na poziomie umożliwiających przełożenie tych kosztów w taryfę, tak żeby ona nie była dramatycznie wysoka. To jest kwestia pytania infrastrukturalnego, a pozostała jeszcze kwestia regulacyjna i pytań związanych z regulacjami. Fundamentalne pytanie, które mi się nasuwa, gdy obserwuję, jak rozwija się rynek krajowy, to pytanie rzucone w przestrzeń, bo nie jest do żadnej konkretnej osoby ani żadnej konkretnej organizacji: czy jako kraj faktycznie jesteśmy gotowi na to, żeby taką funkcję hubu pełnić? Czy naprawdę tego chcemy? Bo, z jednej strony, słyszę mnóstwo deklaracji o tym, że Polska ma duży potencjał, jest szansa, żeby stworzyć ten hub dla całego naszego regionu, a z drugiej jednak widzę działania będące w kontrze ze stworzeniem takiego hubu. I znów odniosę się do praktyk zachodnioeuropejskich i definicji hub – jest to punkt wymiany handlowej. Przyjmuje się, że aby taki punkt mógł funkcjonować i być sprawny, potrzeba na rynku przynajmniej trzech niezależnych dużych dostawców, z których żaden nie ma pozycji dominującej. Potrzeba wielu, liczonych w naście bądź nawet w dziesiątki pomiotów, dużych podmiotów, które ten gaz na hubie będą kupowały i będą go dalej dystrybuowały w odpowiednie miejsca. Dzisiaj jako dostawca PGNiG SA ma pozycję dominującą – nie lubię słowa „monopolista”. Z drugiej strony, jeżeli chodzi o obrót detaliczny, to za ostatni rok nie mam jeszcze danych, przynajmniej oficjalnych, natomiast w 2016 roku posiadał 75% rynku. Więc i z jednej, i z drugiej strony nie spełniamy przesłanek, aby móc pretendować do miana hubu gazowego. Pytanie, które zadałem na początku: czy my, jako kraj, faktycznie chcemy być tym hubem? Czy chcemy bronić pozycji podmiotu dominującego, tak jak to, mam wrażenie, się trochę dzieje? Czy jesteśmy gotowi na to, żeby ten rynek w pełni otworzyć, żeby w naszym kraju funkcjonowało trzech dużych – minimum trzech dużych – operatorów, jeden wolumen jednego podmiotu powinien odpowiadać pewnie około 20 miliardom metrów sześciennych gazu rocznie. To jest pytanie, na które nie znajduję odpowiedzi, natomiast widzę, że regulacje, o których wspomniał już pan profesor, zwłaszcza regulacja dotycząca zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, idzie trochę jednak w innym kierunku. Pan profesor powiedział o jednej konsekwencji, czyli braku możliwości wykorzystania magazynów za granicą. Ja powiem o drugiej, ponieważ ustawa o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego wprowadziła, chyba jako jedyna w Europie, sytuację, w której zapasy tworzy się od przywozu, a nie od sprzedaży na rynku krajowym, do odbiorców krajowych. Efekt jest taki, że jeżeli – przytoczyłem się do tej liczby 60 miliardów, żeby zobrazować, że jeżeli do tych 60 miliardów metrów sześciennych chcielibyśmy utworzyć zapasy od przywozu, to ich nie zmagazynujemy, bo nie mamy pojemności – o tym też przed chwilą mówiłem. Mieliśmy je rozwijać, ale nie po to, żeby trzymać zapasy dla podmiotów, które wprowadzają gaz do hubu, aby nim handlować dalej i wyprowadzać za granicę. Jeżeli oni mają ponieść ten koszt dodatkowy, poza kosztami rozbudowy infrastruktury, to po prostu tego hubu w Polsce nie będzie, a cały handel gazem i jego przesył będą odbywały się poza naszymi granicami.

Kolejnym mówcą był **Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG SA**. Powiedział, że jako Grupa Kapitałowa PGNiG jesteśmy w znakomitej sytuacji. Mamy rekordowe wyniki finansowe – 36 miliardów złotych przychodu, zysk skonsolidowany netto prawie trzy miliardy, EBITDA na poziomie 6,6, a zysk operacyjny – 3,9 miliarda – to są powody do radości całej branży, dlatego że my nadwyżki będziemy konsumować, to znaczy będziemy inwestować, natomiast branża będzie korzystała i brała czynny udział w naszych inwestycjach. Drugim powodem do radości jest fakt, że jeżeli chodzi o politykę Komisji Europejskiej, Unii Europejskiej – mam na myśli politykę klimatyczną – to wygrywamy niemal na wszystkich polach. Natomiast

nowe kierunki dostaw, LNG, nasze kontrakty ze Stanami Zjednoczonymi od zeszłego roku, zakupy spotowe, Qatargas – dwa kontrakty, współpraca z GAZ-SYSTEM-em, rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu – to wszystko powoduje, że możemy znacznie więcej. Tam gdzie nie możemy – w sposób konwencjonalny – docierać poprzez gazociągi, dostarczamy cysternami LNG. Z naszych szacunków wynika, że z prawie 60 tysięcy ton LNG za kilka lat to będzie nawet 200 tysięcy ton. Jeżeli chodzi o te 17,7 miliarda m³, czyli bardzo dynamiczny wzrost, prawie o miliard, to nie tylko klienci detaliczni, to również tacy giganci jak KGHM, Lotos, Grupa Azoty. Kontrakty, które obecnie z nimi podpisaliśmy, to prawie 21 miliardów, a dokładnie 20,4 miliarda metrów sześciennych gazu w ciągu kilku lat. Mamy potężny potencjał. Wykorzystujemy najnowsze technologie. Grupa Kapitałowa PGNiG bardzo dużo uwagi okazuje innowacjom – miliard złotych w ciągu pięciu lat, nawet ponad, bo prawie 700 milionów pochodzi z budżetu centrali spółki. Dodatkowo środki to środki zewnętrzne. Jeśli dołożymy do tego działania całej grupy kapitałowej, w ramach programu INGA – INnowacyjne GAZownictwo, Fundusze Norweskie, po które również sięgamy czy środki unijne, to jest dużo ponad miliard złotych. Myślę, że radzimy sobie coraz lepiej. Nasze biuro tradingowe w Londynie działa pełną parą. Jeżeli chodzi o nasze koncesje w Norwegii, tutaj też wiele się dzieje. Dzisiaj wydobywamy w Norwegii pół miliarda metrów sześciennych gazu. W 2022 roku zwiększymy wydobycie pięciokrotnie, bo szacujemy, że będzie to już 2,5 miliarda metrów sześciennych gazu. Jak historia pokazuje i jak wiemy z własnego doświadczenia, nie można wszystkich jajek nosić w jednym koszyku. Jeżeli chodzi o naszego partnera wschodniego, biznesowego, niedawno mieliśmy taką sytuację, że docierało do nas zawodniony gaz, niejednokrotnie zdarzało się, że – z różnych powodów – przerywano dostawy gazu. Musimy szukać takich partnerów, takich możliwości, które spowodują zmniejszenie ryzyka przerwania dostaw. My musimy paliwo dostarczać skutecznie, zapewniać funkcjonowanie polskiego rynku. Kwestia kierunków to jedno, natomiast kolejną rzeczą jest intensyfikacja wydobycia krajowego, to jest też istotne. Obecnie rokrocznie wydobywamy 4 miliardy metrów sześciennych gazu, a kolejne odkrycie, czyli intensyfikacja wydobycia złoża Przemysł mogą podnieść wynik. Dodatkowo na te wyniki pracować będą niekonwencjonalne źródła gazu, tj. przedeksplatacyjne wydobywanie metanu z węgla. Pilotaż wydobycia zakończył się sukcesem. Obecnie trwa drugi etap, za chwilę ruszamy z dokumentacją i mam nadzieję, że lada chwila uda nam się zacząć odwierty. Nawiązana jest współpraca ze spółkami węglowymi PGG, JSW, z Tauronem – myślę, że za kilka lat będziemy w stanie wydobywać z węgla nawet miliard metrów sześciennych gazu, w zasadzie czystego metanu. Wierzymy, że liberalizacja rynku powoduje, iż bardziej się staramy, skutecznie odbijamy rynek, jeżeli chodzi o obrót detaliczny, ale ten tort jest duży i mimo że jesteśmy liderem, z czego ja się bardzo cieszę, to jest również miejsce dla mniejszych graczy i ta partnerska formuła biznesowa sprawdza się na co dzień.

Do kolejnego panelu prof. Osiadacz zaprosił prof. dr. Władysława Mielczarskiego z Politechniki Łódzkiej, Henryka Muchę, prezesa PGNiG Obrót Detaliczny, Tomasza Wilczaka, wiceprezesa PGNiG Termika SA, prof. dr. Stanisława Nagy'ego z AGH oraz prof. dr. Tadeusza Chmielniaka z Politechniki Śląskiej. Drugi panel otwierał zagadnienie miksu energetycznego – jakie zmiany następują i dlaczego oraz jakie są konsekwencje tych zmian.

Prof. dr Władysław Mielczarski zgodził się, że staramy się zwiększyć dostawę gazu do Polski, nastąpił też wzrost jego zużycia. Są dwa główne kierunki zużycia gazu – pierwszy to jego przetwarzanie, i to są nawozy azotowe, półprodukty chemiczne, a drugi to spalanie, jeśli chodzi o energię. Wydaje mi się, że pierwszy kierunek w Polsce jest zablokowany i zużycie gazu w przetwarzaniu nie będzie rosło, a raczej będzie spadało. Wynika to z prostej kalkulacji – w Europie gaz będzie zawsze droższy niż w Stanach Zjednoczonych, nie jesteśmy więc w stanie być konkurencyjni w stosunku do amerykańskiego przemysłu chemicznego, a także europejskiego, który tam się szybko przenosi. Zostaje nam spalanie, czyli tzw. miksu energetyczny. Aby zastąpić węgiel – bo Europa każe nam węgiel zastąpić – tylko na potrzeby energetyki potrzebowałibyśmy 40 miliardów metrów sześciennych gazu. To jest raczej niemożliwe. Z naszych obliczeń wynika, że jeżeli będziemy mieli około dziesięciu miliardów, to będzie dobrze. I ten gaz może wejść do miksu energetycznego, ale z pewnością nie wejdzie do wielkiej generacji, bo wtedy gaz musiałby być tam po 20–18 złotych za GJ, obecnie jest praktycznie dwukrotnie droższy, więc z węglem tej konkurencji nie wygra.

Oczywiście, dobrze byłoby, gdyby wszedł do małej generacji, żeby ograniczyć smog. Nie trzeba bardzo dokładnych rachunków, aby zobaczyć, że jeśli dom ogrzewa się, nawet niech to będzie dobry piec, węglem, to wychodzi 4–5 tysiące zł; a gazem – 10 tysięcy. My tu widzimy ograniczone możliwości gazu. I jeżeli widzimy, to tylko w małej energetyce, pod warunkiem jeszcze, że zostanie rozbudowana sieć i że te ceny, co trudno wyobrażalne, będą zniesione co najmniej o 60%.

Kolejnym mówcą był **prof. dr Tadeusz Chmielniak z Politechniki Śląskiej**. Podkreślił na wstępie, że powinniśmy zwiększać udział gazu w podsystemie elektroenergetycznym. Istnieje kilka przesłanek, które uzasadniają takie postępowanie. Pierwsza jest taka, że gaz jest paliwem szlachetnym i w związku z tym emisja na jednostkę energii gazu jest dużo mniejsza niż emisja na jednostkę energii węgla i dobre instalacje gazowo-parowe dzisiaj emitują, powiedzmy, dwa i pół razy mniej CO₂ na KWh niż energetyka węglowa, co jest istotne dla polityki klimatycznej, jeżeli się zgodzimy, że taką będziemy kontynuować. Druga przesłanka jest następująca: turbiny gazowe są bardzo elastyczne cieplnie, to znaczy, że jeżeli chcemy zwiększyć udział źródeł odnawialnych, musimy jednak wprowadzać do podsystemu jednostki wytwórcze bardzo elastycznie, szybko uruchamialne i szybko odstawialne, bo inaczej właściwie nie realizujemy bezpieczeństwa systemu. Jeżeli chodzi o dostępność maszyn, turbiny w dużej mocy, to mamy tylko kilka firm, które proponują nowości. Obecny rozwój turbin dużej mocy następuje właściwie tylko w kierunku współpracy z częścią parową, czyli układu gazowo-parowego. Możemy budować jednostki ok. 700 MW z jedną turbiną gazową, z jedną turbiną parową. Myślę, że w Polsce ze względów tutaj już oczywistych, jeżeli chodzi o cenę gazu, żadna inwestycja tego rodzaju, niestety, się nie opłaca, przy obecnych cenach elektryczności żaden rachunek ekonomiczny nie uzasadni, jeżeli nie uwzględnimy dostatecznie kosztów zewnętrznych, budowy takich dużych jednostek. To zresztą widać, jeżeli spojrzymy na przewidywaną liczbę sprzedaży turbin gazowych – te powyżej 200 MW mają niewielki udział. Natomiast ponad 40% to jednostki ok. dziesięciu MW i mniej, czyli uzasadnia to też, że musimy rozwijać kogenerację. Jeżeli chcemy zwiększyć udział gazu w podsystemie, to właśnie z wykorzystaniem jednostek tego rodzaju. Niestety, im mniejsza jednostka, tym więcej kosztuje i przy mocy poniżej jednego megawata turbina gazowa przegrywa konkurencję z silnikiem gazowym tłokowym. Uważam, że ciepłownictwo, czyli produkcja ciepła, jest trochę marnowaniem paliwa gazowego i w związku z tym trzeba iść raczej w kierunku skojarzonej produkcji elektryczności i ciepła. Moim zdaniem, z powodów ekonomicznych i z punktu widzenia elastyczności istnieje konieczność wprowadzenia do polskiej energetyki instalacji gazowych głównie średniej i małej mocy. Czy to uczynimy – trudno mi powiedzieć. Energetyka gazowa przechodzi kryzys tego rodzaju, że za duży jest udział w cenie elektryczności ceny gazu, bo aż 70%; więc każde wahanie ceny gazu błyskawicznie odbija się na cenie elektryczności. I coś z tą ceną gazu trzeba zrobić.

Kolejnym mówcą był **Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny**. Na wstępie zauważył, że my się rozwijamy, podążając za rynkiem. Misją zarządu w spółce PGNiG Obrót Detaliczny, która ma istotny udział w rynku, jest utrzymanie tego udziału. Spółka funkcjonuje w trzech istotnych segmentach biznesowych. Pierwszy to klienci indywidualni – mamy ich ok. 6 300 000; utrzymujemy stały poziom udziału w rynku, pozyskujemy nowych klientów, to są nie tylko oferty adresowane do naszych najbardziej marżowych grup, czyli odbiorców czy użytkowników domków jednorodzinnych, ale to są również używający gazu mieszkańcy bloków wielorodzinnych. Stawiamy na jakość obsługi klienta, w to bardzo intensywnie inwestujemy. Jesteśmy jedyną spółką energetyczną, która funkcjonuje na terenie całego kraju. Mamy 132 biura obsługi klienta i staramy się to wykorzystywać. Dzisiaj struktura wiekowa naszych klientów jest taka, że większość zdecydowanie preferuje kontakt bezpośredni, a więc podstawą jest biuro obsługi klienta. Tego obecnie oczekują nasi klienci. Oczywiście, coraz bardziej inwestujemy w kanały internetowe. Tutaj badania również mówią same za siebie. Rynek e-commerce w najbliższych latach będzie się rozwijał, w związku z tym mniej więcej za półtora roku chcemy być w tym segmencie bardzo aktywni. Dzisiaj na 6,5 miliona klientów mamy ponad milion takich, którzy korzystają z elektronicznych kanałów, rozumianych jako elektroniczne biuro obsługi klienta i e-faktura. Myślę, że do końca 2019 roku będziemy mieli tych klientów półtora miliona, wtedy może zaczniemy sprzedawać przez internet. Jeżeli chodzi o segment klientów biznesowych, to podzieliłbym go na dwa podsegmenty.

Pierwszy to klienci strategiczni, kluczowi i biznesowi, a więc generalnie duży biznes, ale nie ten największy, ponieważ w ramach grupy kapitałowej jesteśmy tak podzieleni, że sprzedajemy gaz tym klientom, którzy używają do 25 milionów metrów sześciennych. A mniejszy segment to mikro- i mały biznes. Tym klientom w zeszłym roku zaczęliśmy sprzedawać gaz w sposób ustrukturyzowany, w tym roku będziemy te działania kontynuować. To bardzo ważny segment, bo to jest 250 tysięcy podmiotów, które od pierwszego października 2017 roku funkcjonują na uogólnionym rynku w tym sensie, że nie podlegają taryfie prezesa URE i oczekują bardzo konkretnej oferty – takiej, która pozwala im być konkurencyjnymi, i oczekują dedykowanej, dobrej jakości obsługi. Jeżeli chodzi o segment biznesowy dodam istotną informację – w 2015 roku spółka w segmencie klientów biznesowych straciła prawie 30% wolumenu. Ten wolumen w latach 2016–2017 w zasadzie udało nam się odzyskać, powiem nawet, że znacząco go przekroczyć. W zeszłym roku strategia grupy kapitałowej wskazywała dla spółki PGNiG Obrót Detaliczny maksymalny pułap, jeżeli chodzi o wolumen sprzedawanego gazu, na poziomie 69 TWh, a zrealizowaliśmy ponad 81 TWh. Te cyfry mówią same za siebie, i to w dużej mierze jest efekt większej sprzedaży właśnie w segmencie klientów biznesowych. Gaz jest produktem jednorodnym, a jeśli chodzi o takie produkty, relacje biznesowe buduje się trudno. W związku z tym wykorzystujemy inne narzędzia i inne sposoby – to jest nasz know-how, więc o tym może nie będę opowiadał – niemniej jednak wykorzystujemy również markę Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Jesteśmy bardzo dużym podmiotem, bardzo stabilnym, a to dla znaczącej części naszych dużych odbiorców ma bardzo duże znaczenie. I trzeci obszar, nowy, który też podzieliłbym na dwie podczęści, mianowicie segment LNG i CNG. W wyniku działań, które w dużej mierze zaczęliśmy podejmować w 2016 roku, w 2017 roku podpisaliśmy wiele nowych kontraktów. Teraz – dosłownie kilkanaście dni temu – w konsorcjum ze spółką Gaz-Blonie, będącą częścią Polskiej Spółki Gazownictwa, złożyliśmy jedyną ofertę na budowę stacji dostawy 54 milionów metrów sześciennych gazu dla Miejskich Zakładów Autobusowych w Warszawie. Najprawdopodobniej będzie to największy kontrakt. To pokazuje, że CNG albo gazomobilność – takie określenie powstało w naszej spółce – przeżywa swoisty renesans. To również nasze zabiegi spowodowały, iż w zeszłym roku Ministerstwo Finansów rozpoczęło proces legislacyjny, którego celem ma być obniżenie stawki akcyzowej na gaz CNG do poziomu zero, i to będzie dodatkowy bodziec, który spowoduje, iż samorządy, a samorządowcy potrafią liczyć pieniądze, będą na ten segment patrzeć coraz bardziej przychylnie, ponieważ cena autobusu gazowego obecnie jest ponaddwukrotnie niższa niż autobusu elektrycznego. To wcale nie oznacza, że jesteśmy konkurencją dla autobusu elektrycznego – po prostu gazomobilność jest dzisiaj technologicznie bardziej dojrzała, elektromobilność tę fazę dojrzałości ma jeszcze przed sobą.

Moderator. Teraz może porozmawiamy o ciepłownictwie, które jest z reguły węglowe, ale powoli zaczyna zwiększać się zużycie gazu...

Tomasz Wilczak, wiceprezes PGNiG Termika SA, podkreślił na wstępie, że spółka jest jedyną spółką w GK PGNiG SA, która nie jest po stronie podażowej, tylko popytowej i zaczynamy praktycznie od zera. Jeśli chodzi o Warszawę, bo zużywa na razie tylko węgiel w ilości ponad 2 600 000 ton rocznie, a chcemy dojść do 1,5 miliarda metrów sześciennych gazu rocznie w najbliższych dziesięciu latach. To nie jest nasze widzimisię, że skoro jesteśmy w PGNiG, to będziemy się przestawiać na gaz. W naszych obiektach – Żerański ma już 60 lat, bloki na Siekierkach też już zastępują dożywać wieku emerytalnego, za 10 lat będą miały 50 – po prostu tą starą część kolektorową musimy wyciąć. A czym zastąpić? Wszystkie analizy wskazują, że Warszawa jest jedynym takim systemem ciepłowniczym w Polsce, w którym gaz będzie najefektywniejszą inwestycją. Kotłownie szczytowe na Żeraniu i na Kawęczynie również wymagają inwestycji, i to również będą bloki gazowo-parowe. I te 1,5 miliarda za dziesięć lat osiągniemy. Tomasz Wilczak wspominał też o innym gazie – metanie kopalnianym, który spółka stara się zagospodarować w swoich obiektach w Jastrzębiu. To jest tylko 75 mln metrów sześciennych rocznie, ale jest potencjał rozwojowy, oczywiście, nie mówię tutaj o działaniach rozwojowych, chcemy skupić się przede wszystkim na pozyskaniu obiektów na terenie spółki Polska Grupa Górnicza, której jesteśmy największym, ponad 20-procentowym, akcjonariuszem. Jest szansa, aby pozyskać z nich 100 mln metrów sześciennych rocznie gazu kopalnianego. Natomiast chciałbym jeszcze wspomnieć o trzecim segmencie, a mianowicie o małych źródłach, do 50 MW, które

będą wystawione na działanie dyrektywy MCP, czyli o małych i średnich źródłach emisji. To jest potencjalny rynek, który w skali całego kraju ma szansę wygenerować dodatkowy wolumen gazu – na poziomie 5–7 miliardów metrów sześciennych rocznie – i to jest wolumen, o który trzeba się trochę postarać, oczywiście, mówię o stronie ciepłowniczej. To są najczęściej obiekty rozproszone, będące własnością słabych finansowo podmiotów gospodarczych albo słabych finansowo gmin, które są już w tej chwili zadłużone ponad miarę i nie są w stanie wygenerować środków na sfinansowanie modernizacji, które wymusi wejście w życie w najbliższych latach tej dyrektywy. Przewidujemy, że będziemy musieli bardzo dobrze zacząć współpracować i z PGNiG OD i Polską Spółką Gazownictwa, bo te plany gazyfikacyjne, o których mówiła pani prezes z PSG, dużo bardziej i dużo szybciej będą w stanie się zrealizować, jeżeli dołożymy kawałek marży właśnie na ciepłe i projekty będą się spinały dużo lepiej pod względem ekonomicznym. Nasza spółka, PGNiG Termika Energetyka Rozproszona, jest tym zainteresowana.

Druga sesja kongresowa poświęcona była tematowi: „**Bezpieczeństwo techniczne. Rynek usług, producentów i odbiorców**”. Pierwszą prezentację przedstawił **Tomasz Szczypiński z Urzędu Dozoru Technicznego**. Na wstępie podkreślił, że UDT rozwija ofertę badań i analiz, dedykowaną wszystkim obszarom infrastruktury technicznej gazownictwa, uzgadnia dokumentację, prowadzi dozór na etapie wytwarzania i eksploatacji, nadzorując i certyfikując czynności eksploatacyjne operatora. UDT powołał centrum kompetencyjne do spraw rurociągów przesyłowych i technologicznych. Centrum kompetencyjne składa się z kilkunastu ekspertów z całej Polski, ze wszystkich oddziałów i biur Urzędu Dozoru Technicznego. Wspieramy klienta w działaniach w zakresie identyfikowania, analizowania i zarządzania ryzykiem, związanych z eksploatacją infrastruktury gazowej. Obecnie dużo się dzieje, jeśli chodzi o sektor gazowy, z udziałem nowych technologii, nowych sposobów eksploatacji. UDT będzie gwarancją bezpiecznego funkcjonowania, bezpiecznego eksploatowania systemów i urządzeń. Udoskonala metody, które zapewniają dokładniejsze wyniki badań i umożliwiają badanie większego obszaru. Z powodzeniem stosuje już drony. Stosuje je również przy badaniach wewnętrznych zbiorników, ale również właśnie przy badaniu płaszczu, i do tego uzupełnieniem jest badanie metodą emisji akustycznej. Abyśmy mogli lepiej współpracować z naszymi klientami, w Urzędzie Dozoru Technicznego wprowadziliśmy pewną reorganizację. Chodzi o Centralne Laboratorium, które główną siedzibę ma w Poznaniu. Teraz główna siedziba będzie w Warszawie, a drugim ośrodkiem będzie Poznań. Organizowany jest też trzeci ośrodek – w Katowicach. W ten sposób lepiej dociera się do klienta, również poprzez jednostki mobilne. Są to wysoko wyspecjalizowane auta, świetnie wyposażone w kilkanaście różnych narzędzi do badań. Takimi samochodami nasi eksperci przemierzają się prosto do klienta i są w stanie wiele badań wykonać na miejscu. Oczywiście, należy podkreślić naszą dobrą współpracę z ośrodkami badawczymi uczelni, m.in. z Politechniką Warszawską, Akademią Górniczo-Hutniczą czy Politechniką Śląską. UDT zachęca do merytorycznej współpracy, korzystania z szerokiej oferty oceny ryzyka, popartej weryfikacją wyników, badaniami w terenie. Realizujemy szeroki program analiz zagrożeń, uzasadniony coraz bardziej skomplikowanymi i wielowarstwowymi elementami zabezpieczeń, bo trzeba jednak zwrócić uwagę na fakt, że nowe technologie, nowe rozwiązania stwarzają również nowe zagrożenia, z którymi musimy się zmierzyć. Przygotowujemy ekspertyzy z dokumentacji oraz prowadzimy odbiory materiałów i urządzeń. Jedną z ciekawych usług, które prowadzimy, jest analiza metodą punktową, określenie względnego poziomu ryzyka dla wszystkich wskazanych przez operatora systemu gazociągów i obiektów technologicznych z nimi związanych. W ramach analizy przeprowadzamy badania techniczne gazociągów i obiektów technologicznych, wskazanych przez operatora systemu oraz dla których względny poziom ryzyka wskazuje na możliwość częstych awarii, m.in. taką usługę realizujemy przy współpracy z GAZ-SYSTEM; zresztą z GAZ-SYSTEM podpisaliśmy wiele umów na badanie poziomu ryzyka dla różnych odcinków gazociągów przesyłowych. I tutaj kolejny przykład ciekawej współpracy. W zeszłym roku, na zlecenie EuRoPol-GAZ, wdrożyliśmy program postępowania eksperckiego, dedykowany dużym obiektom infrastruktury. Tutaj akurat mieliśmy do czynienia z tłoczniami gazu. Pięć tłoczni gazu pracujących na gazociągu tranzytowym Jamal, zostało objętych przez nas taką analizą; celem przeprowadzenia analizy oraz przygotowania programów badań jest możliwość bezpiecznej pracy wskazanych urządzeń przy zachowaniu akceptowalnego poziomu ryzyka bez konieczności otwierania całej procedury dla przeprowadzenia badań okresowych UDT.

W 2017 roku takie postępowanie przeprowadziliśmy dla pięciu tłoczni gazu ziemnego i – jak już powiedziałem – ma to wymierne korzyści dla klienta.

Po przedstawieniu prezentacji Tomasz Szczyński podjął się zadania moderatora panelu, do którego zaprosił: Arkadiusza Chmielewskiego (APATOR METRIX S.A.), Barbarę Lobę (Urząd Zamówień Publicznych), Jana Stylińskiego (Polski Związek Pracodawców Budownictwa), Mariana Żołyńska (PSG), Sławomira Sieradzkiego (GAZ-SYSTEM), Marcina Tadeusiaka (JT SA) oraz Michała Pietrka (IZOSTAL SA). Moderator podkreślił, że cały czas tematem jest bezpieczeństwo i jego podnoszenie w instalacjach gazowniczych.

Arkadiusz Chmielewski, prezes APATOR METRIX S.A. zauważył na wstępie, że gazomierz sam w sobie jest urządzeniem metrologicznym, które ma zapewnić bezpieczeństwo – musi być szczelny, odporny na wysoką temperaturę, spełniać normy, nie może skorodować, musi wytrzymać określoną liczbę lat w cieczy. Czyli niezbędne minimalne wymagania w aspekcie bezpieczeństwa każdy gazomierz musi spełniać, bez względu na metodę metrologiczną, którą w nim zastosowano. Jeśli chodzi o nowoczesne gazomierze, to nowoczesność to tzw. *smart metre*, o którym *de facto* mówimy. Prowadzona jest analiza opłacalności *smart-metering* w Europie. Są kraje, w których uznano, że się opłaca i w tych krajach *smart-metering* jest już wdrażany, inni uznali, że się nie opłaca lub nie ma wymiernych korzyści i Polska do niedawna do nich należała, aczkolwiek rusza właśnie program *smart-metering* w Polsce. Jeżeli mówimy o wdrożeniu *smart-metering*, to mówimy o programach narodowych. Żaden operator nie jest w stanie samodzielnie go wdrożyć w danym kraju. Zaczyna się od specyfikacji, od danego operatora, który ustala ceny, taryfy, bo ludzie płacą za to w swoich rachunkach. To są programy liczone w miliardach, do tego tworzone są specyfikacje techniczne, powoływani są operatorzy danych, tworzone są systemy informatyczne do zbierania tak gigantycznej ilości danych. Holandia ma 7 mln gazomierzy, Wielka Brytania to większy rynek – 22 mln gazomierzy, Włochy – 18 mln – tyle danych trzeba zbierać. Ustalane są taryfy, przepisy, regulacje, wszystko przechodzi przez organizacje konsumenckie, bezpieczeństwo danych, ustawy, parlamenty. To są wielkie programy, budżety liczone w miliardach złotych. Jeżeli mówimy o kontrakcie na gazomierze inteligentne na pięć lat, to jest to sto milionów euro, o tego typu kontraktach mówimy, to jest tylko malutki ułamek kwoty, jaka jest na to przeznaczana. Prezes Chmielewski podkreślił, że sam gazomierz jest tylko częścią systemu, który się buduje po coś, w jakimś określonym, konkretnym celu. Teraz w Polsce jesteśmy w przededniu uruchomienia programu *smart-metering*. Jestem ciekawy, na ile kompleksowo zostało to zagadnienie potraktowane, a na ile sprowadzone do samego zakupu urządzeń. Bo urządzenie samo w sobie to jest tylko końcówka bazy danych... Bo te elementy metrologiczne i bezpieczeństwa i tak on musi zapewnić.

Kolejnym mówcą w panelu była **Barbara Loba z Urzędu Zamówień Publicznych**. Zadeklarowała, że Urząd Zamówień Publicznych pracuje nad wypracowaniem wzorów dobrych praktyk, które będą przydatne w wykorzystywaniu, udzielaniu zamówień publicznych. Wiadomo, że zgodnie z potrzebami rynku muszą powstać wzory umów. Stworzenie jednej optymalnej umowy, która zabezpieczy wszystkie dostawy, wszystkie roboty budowlane i wszystkie usługi – jest niemożliwe, dlatego że – jak wiadomo – każde zamówienie jest indywidualne, wymaga dostosowania do tej specyfiki konkretnego postępowania; natomiast pracujemy nad klauzulami, które będą mogły być wykorzystywane w umowach, zwłaszcza w branżach, dziedzinach i tematach najbardziej problematycznych. Tutaj na razie sen z powiek sprzedają roboty budowlane, bo przy nich występuje najwięcej problemów. Może jest to związane z tym, że roboty budowlane są najbardziej znaczące pod względem finansowym, jeżeli chodzi o udział w rynku zamówień publicznych. Natomiast dostrzegamy potrzebę zoptymalizowania procesu zakupowego, utworzenia, wypracowania jakiejś standaryzacji asortymentów podstawowych. Widzimy doskonale taką potrzebę, że aby postępowanie przetargowe zostało przeprowadzone dobrze, to musi być dobrze przygotowane. Rola planowania, czyli początkowy etap w udzielaniu zamówień publicznych, ma tutaj niebagatelne znaczenie dla budowania relacji z dostawcami, dla zapewnienia efektywności finansowej procesu zakupowego. Tutaj wszelkie działania związane z podwyższaniem kompetencji zespołów przeznaczonych do kompleksowej obsługi zamówień publicznych czy tworzenie interdyscyplinarnych zespołów dla opracowania optymalnych zakresów specyfikacji, niewątpliwie byłoby wskazane. Jeśli chodzi o interesy wykonawcy, to transparentność procesu zakupu jest

tym elementem, który w sposób najpewniejszy zabezpiecza interesy wykonawców ubiegających się o uzyskanie zamówienia publicznego. A na czym taka transparentność polega? Między innymi i przede wszystkim na tym, że wymogi związane z ubieganiem się o zamówienie publiczne powinny być określone w sposób jednoznaczny i możliwie łatwy do zrozumienia – i tak stanowi orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. Tam wskazuje się wyraźnie, że wszystkie wymagania i zasady związane z prowadzonym postępowaniem muszą być określone w dokumentacji postępowania do ogłoszonej specyfikacji istotnych warunków zamówienia. Co to ma na celu? Z jednej strony, oferenci, wykonawcy, którzy ubiegają się o uzyskanie zamówienia, mają rozumieć wymagania zamawiającego w taki sam sposób i dokonywać w ten sam sposób wykładni tychże wymagań. A z drugiej strony, instytucje zamawiające mają mieć możliwość faktycznej weryfikacji, czy te oferty, które zostały złożone, spełniają rygory, którym podlega dany przetarg. Co to ma na celu? Z jednej strony chodzi o to, żeby instytucji zamawiającej umożliwić traktowanie wykonawców w sposób arbitralny, uniemożliwić faworyzowanie wykonawców, z drugiej strony oznacza zakaz wyciągania negatywnych konsekwencji w stosunku do wykonawcy, który nie wykonał obowiązku wyraźnie wynikającego z dokumentacji postępowania albo z przepisów. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej powiedział wyraźnie: niedopuszczalne jest pociąganie do odpowiedzialności wykonawcy, który nie dopełnił obowiązku, a ten obowiązek wynika albo z wykładni, albo z uzupełnienia luk przez krajowe organy czy sądownictwo. Czyli transparentne to znaczy dobrze przygotowane, wszyscy wiedzą, jakie są reguły gry, tych reguł gry nie wolno zmieniać, nie wolno interpretować potem pod kątem potrzeb. W związku z tym, jeżeli chodzi o transparentność postępowania, instytucje zamawiające muszą wypełniać obowiązki informacyjne. Na czym to polega – mają ogłaszać, umieszczać na stronach internetowych plany postępowań o udzielenie zamówień publicznych, mają publikować ogłoszenia o udzieleniu zamówienia, mają zapewniać jawność umów, informować o wynikach postępowania, czyli o wyborze najkorzystniejszej oferty, uniemożliwieniu postępowania, wykluczeniu z postępowania czy odrzuceniu ofert. Bardzo ważne jest dopilnowanie, aby instytucje zamawiające wykonywały ten obowiązek informacyjny prawidłowo, czyli nie jest wystarczające wskazanie podstawy prawnej i przywołanie treści jako uzasadnienia faktycznego. Po stronie instytucji zamawiającej jest obowiązek wykazania, dlaczego podejmuje takie, a nie inne czynności. To z kolei ma umożliwić wykonawcom sprawdzenie poprawności działania instytucji zamawiającej i podjęcie decyzji o stosowaniu środków ochrony prawnej. To jeżeli chodzi o teorię. Natomiast jeżeli chodzi o praktykę, to z branżą gazowniczą wiąże się przede wszystkim dwa rodzaje postępowań, a mianowicie roboty budowlane, które rodzą najwięcej problemów. Nieważne, czy dotyczą branży gazowniczej czy innych branż – one borykają się z podobnymi problemami i te problemy, które wpływają do Urzędu Zamówień Publicznych, są ogłaszane, obrabiane, dopracowywane są wzory umów i praktyk, tworzone są publikacje, które mają pomóc w zrozumieniu, jak prawidłowo przeprowadzać proces zamówień związanych z robotami budowlanymi. Na pewno będą tworzone jeszcze klauzule, o których wspomniałam, do wykorzystania w umowach, tutaj będzie głównie chodziło o zaliczkowanie, bo to jest na pewno problem, który nie wszyscy zamawiający przewidują, a który może spowodować utratę płynności finansowej i prawidłowej realizacji tych robót. Jest jeszcze kwestia kryterium ceny – od ostatniej nowelizacji, po wdrożeniu najnowszych dyrektyw cena nie może stanowić jedyne kryterium oceny ofert. Oprócz tego wymagane są kryteria pozacenowe, które powinny doprowadzić do zwrócenia większej uwagi na jakość. Wiemy, że zamawiający mogą mieć problemy z określaniem kryteriów pozacenowych, bo nie ulega wątpliwości, że najczęstszym kryterium pozacenowym jest termin dostawy czy warunki gwarancji. W związku z tym również podejmowane są działania edukacyjne w tym zakresie, prowadzone są szkolenia, głównie dedykowane instytucjom zamawiającym, żeby zmienił ich sposób podejścia do dotychczasowych, utrwalonych praktyk, utrwalonego działania. Natomiast prawo zamówień publicznych jako zasadę wprowadza proporcjonalność. Nie można stawiać wymogów, które byłyby nieproporcjonalne do przedmiotu zamówienia. Nie mówi natomiast, na jakim poziomie zamawiający mają formułować wymogi, w związku z czym wymogi nadmierne niewątpliwie nie służą ani partnerstwu, ani wykonaniu zamówienia publicznego. Bo tutaj obie strony powinny współdziałać i taka jest intencja prawa zamówień publicznych – wprowadzić obowiązek współpracy, bo za efekt odpowiadają dwie strony – zarówno inwestor, jak i wykonawca. To nie są strony sobie

przeciwstawne, to są strony, które realizują wspólny cel. I muszą to mieć na uwadze. Instytucje zamawiające bronią się, ja to też po części rozumiem, że jak zamówienie jest już udzielone, to często potem przy realizacji chodzi o minimalizację kosztów. Tu też trzeba pogłębić świadomość wykonawców – że chodzi o jak najbardziej optymalne, przy efektywnym, w znaczeniu uzyskania jak najlepszych efektów z danych nakładów, osiągnięcie rezultatu. Niewątpliwie chodzi o współdziałanie, edukację, pokazanie, że tutaj nie chodzi o zmaksymalizowanie zysków w celu ograniczenia kosztów. Chodzi o to, żeby wykonać dobrze.

Jan Styliński, prezes Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa zaczął wystąpienie od stwierdzenia, że podstawowe pytanie to kwestia, czy mamy dobre, efektywne prawo. Niewątpliwie obszarem legislacyjnym czy prawnym, który wykonawcę interesuje, a jest problemem, jest sfera wyboru wykonawcy i sfera kontraktowa. To dzisiaj jest dla nas, dla rynku, największe wyzwanie. Czyli uporządkowanie sfery prawnej, ale przede wszystkim praktycznej, w zakresie dokonywania wyboru wykonawcy. Jest wiele postulatów i rozwiązań, które moglibyśmy przemyśleć, przedyskutować, abyśmy nie byli w sytuacji, w której firmy w okresie silnego wzrostu koniunktury czy produkcji budowlano-montażowej mają malejące marże. To znaczy, że w warstwie legislacyjnej, kontraktowej, mechanizmy, które stosujemy, są nieefektywne. Trudno zaakceptować sytuację, w której rynek rośnie, a kondycja finansowa firm się pogarsza. Powinniśmy zastosować efektywne mechanizmy kontraktowe i prawne, które ograniczą ryzyko powtórki sytuacji sprzed sześciu-siedmiu lat, kiedy po okresie silnego wzrostu w produkcji budowlano-montażowej kondycja firm była dużo gorsza niż przed tym wzrostem. Niewątpliwie cieszy nas inicjatywa i fakt, że Urząd Zamówień Publicznych coraz częściej pochyla się nad opracowaniem wzorców i dokumentów, w których zamawiający będą mogli korzystać i które rzeczywiście są przez rynek wykonawczy dość pozytywnie postrzegane. Jest tam wiele rozwiązań racjonalnych, biznesowo i wykonawczo. Natomiast to, co jest naszą wielką słabością natury systemowej, to pewna słabość pozycji prezesa Urzędu Zamówień Publicznych i dokumentów, które opracowuje. To są w zasadzie zaledwie dokumenty, z których zamawiający może, ale nie musi skorzystać, może się nimi posilkować, może je w dowolny sposób modyfikować, co, niestety, czyni. Jeśli spojrzymy na drobniejszych zamawiających, np. samorządowych, zauważymy, że wykazują oni większą skłonność do korzystania z dobrych praktyk, promowanych przez Urząd Zamówień Publicznych. Natomiast te strony największych inwestorów w Polsce, spółek rządowych i agend rządowych, radosna twórczość w zakresie modyfikowania wzorów umów albo stosowania różnych rozwiązań, generalnie rzecz biorąc nieakceptowalnych dla rynku, jest ogromna. Pozwolę sobie posłużyć się przykładem współpracy, którą przez dłuższy czas prowadziliśmy z Ministerstwem Infrastruktury i Generalną Dyrekcją Dróg w zakresie opracowania wzorcowego kontraktu na roboty budowlane. Jakie były te kontrakty, jak wyglądał rynek drogowy, budowlany, doskonale wszyscy wiedzą – o problemach firm, zatorach płatniczych, upadłościach itd. Po tej całej fali pojawiła się refleksja, że trzeba byłoby spotkać się, podyskutować, znaleźć rozwiązania, które będą w miarę racjonalne. W zeszłym roku udało nam się osiągnąć pewien konsensus z Ministerstwem Infrastruktury i Generalną Dyrekcją Dróg. Stworzyliśmy tzw. tymczasowe warunki kontraktowe, które były zupełnie, powiedziałbym, przyzwoite, choć oczywiście zupełnie inne niż wzór opublikowany przez prezesa Urzędu Zamówień Publicznych, ale myślę, że tu nie o samo stosowanie wzoru chodzi – bardziej o logikę systemową, która w tych wzorach jest zawarta i ta logika kontraktu drogowego, co do zasady, została przeniesiona, łącznie z takimi rozwiązaniami jak arbitraż zamiast sądu powszechnego, jak komisje rozjemcze w kontraktach FIDIG-owskich, pewne uniezależnienie pozycji inżyniera kontraktu itd. No i co się stało – po kilku miesiącach, pomimo ogłoszenia niektórych postępowań przetargowych z zastosowaniem nowego wzoru umowy, zainterweniował inny organ państwowy – Prokuratura Generalna Skarbu Państwa, która stwierdziła, że to model zdecydowanie nazbyt liberalny, że arbitraż w ogóle jest niedopuszczalny i powinien być w zasadzie tylko sąd powszechny, ale prokuratura poszła daleko dalej niż tylko oparcie się na sędziego powszechnym, a mianowicie, uznała, że w wielu przypadkach w ogóle nie należy umożliwić wykonawcy pójścia do sądu. I efekt jest taki, że w kontrakcie została wprowadzona waloryzacja, ale zalimitowana do 1%, z czym było nam bardzo trudno się zgodzić, bo 1% to jest taka wartość, którą każdy wykonawca działający racjonalnie jest w stanie uwzględnić w swojej ofercie, i takie ryzyko gospodarcze ponieść, natomiast problemem są wzrosty cenowe, takie jak dzisiaj obserwujemy, które są kilkudziesięcio-

procentowe w przypadku niektórych materiałów budowlanych czy kilkunastoprocentowe w przypadku kosztu pracowników czy kosztów osobowych. Takie wzrosty są trudne do przewidzenia przez wykonawcę. Pomimo wprowadzenia mechanizmu waloryzacyjnego, który pewne elementy miał uwzględniać, to poprzez ograniczenie czy wprowadzenie limitów samą w sobie ideę trochę podważyło. To dobry przykład, jak można negatywnie zainterweniować do stosunkowo niezłej umowy, aby ją fundamentalnie zmienić. Prokuratura pewnymi instrumentami wymogła wykreślenie podstaw do roszczenia w sytuacji nadzwyczajnej zmiany okoliczności i możliwości sądowego kształtowania ryczałtu zostały z umowy po prostu wykreślone. Po co wykonawcy roszczenia? Najlepiej, żeby w ogóle nie mógł pójść do sądu, wtedy już nie trzeba się będzie martwić, że jakiś sąd się po drodze pojawi. Cena będzie zawsze stała. Przytaczam to jako przykład, bardzo negatywny przykład, jak nawet dobre wzory można zepsuć, manipulując przy nich, grzebiąc w nich w nieodpowiedzialny sposób, co potem, oczywiście, przełoży się na rynek, zwłaszcza teraz, w sytuacji, gdy obserwowane przez wykonawców wzrosty cen materiałów budowlanych czy robocizny są na tyle duże, że w wielu przypadkach daleko wykraczają poza rentowność kontraktu, zakładaną na etapie ofertowania, pomijając już sam problem, iż często wybór wykonawcy i zawarcie umowy trwa 9–10 miesięcy, co już samo w sobie powoduje, że cena jest bardzo trudna do utrzymania, a kontrakt trudny do zrealizowania. Myślę, że obecnie największe dla nas wyzwanie to zracjonalizowanie procesu wyboru wykonawcy, ale przede wszystkim stworzenie systemu, który jednak będzie na zamawiających wymuszał stosowanie uczciwych zasad, gry *fair play* między stronami, bo teraz, niestety, mamy więcej życzeń w tym obszarze niż faktów.

Kolejnym mówcą był **Marian Żołyński, prezes zarządu PSG**. Powiedział, że spółka na ten rok planuje 2 miliardy 159 milionów złotych na inwestycje, na przyszły rok prawie miliard dziewięćset pięćdziesiąt milionów, czyli w ciągu dwóch lat – ponad cztery miliardy, a w następnym roku to będzie około miliarda ośmiuset i taki poziom będzie utrzymany, czego do tej pory nie było. Dodał, że inwestycje to rozbudowa sieci dystrybucyjnej i dbałość o bezpieczeństwo sieci. Jeśli mówimy o tym bezpieczeństwie, szeroko pojętym, trzeba je podzielić na cztery obszary. PSG w ramach grupy kapitałowej to ponad 180 tysięcy kilometrów gazociągu – niskiego, średniego, podwyższonego i wysokiego ciśnienia. Z tego wysokiego ciśnienia jest tylko 7 tysięcy kilometrów, resztę ma nasz partner, GAZ-SYSTEM S.A. To bezpieczeństwo można jeszcze podzielić na cztery obszary. Pierwszy to jest projektowanie, tutaj już zaczyna się właśnie bezpieczeństwo sieci. Są trzy akty prawne: prawo budowlane, rozporządzenie ministra odnośnie do warunków, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe, z 26 kwietnia 2013 roku, i wewnętrzne regulacje, nasze rozporządzenia, odnośnie do projektowania, budowy i eksploatacji sieci gazowej. Dłaczego należy mówić o projektowaniu? Na desce projektowej już to bezpieczeństwo jest dostrzegane i my musimy tutaj być czujni jako ci, którzy później weryfikują, uzgadniają, żeby takie rozwiązania stosować, by później sieć nie uległa awarii. I druga kwestia – program antysmogowy. Rozwijamy nasze gazownictwo w starych miastach, a w starym mieście, jeśli jest chodnik półtorametrowy, to bardzo dobrze, czasami metr dwadzieścia, i trzeba zaprojektować, ułożyć naszą nitkę gazową, a mamy tam i wodociąg, i energetykę, i telekomunikację. To jest duże wyzwanie dla projektanta, dla wszystkich służb, które współpracują z nami, by tak to zaprojektować, żeby było bezkolizyjnie. Drugim obszarem, na co my zwracamy szczególną uwagę przy budowie sieci, jest reżim technologiczny. Prowadzimy badania stanu sieci. Te z lat 80., kiedy nie było takich technologii, są w idealnym stanie, a te nowe gazociągi, np. z 2006 roku, trzeba było na długości kilku kilometrów wyciąć i wymienić. Nie wiem, jak do tego doszło, ale przyczyna jest prosta – brak zachowania reżimu technologicznego. Bardzo uczulam, szczególnie wykonawców: nie po to są odpowiednie instrukcje, jak nie należy robić, w jakich warunkach nie należy pracować i do tego trzeba się zastosować. Kolejny obszar to szeroko pojęta eksploatacja. Nasi monterzy mają smartfony, kierownik gazowni planuje i wie, że ma od punktu A do punktu B przejść trasę i wiemy, czy tam coś na niej się wydarzyło, np. czy ktoś postawił dom, czy nie. Każdy pracownik wie, gdzie, w którym punkcie jest i jaką trasę przeszedł. Nowe technologie to też drony, które będą nas wspomagały, obloty samolotów z kamerami, które całą trasę gazociągu nam zdiagnozują. Prezes Żołyński na koniec podkreślał, że w PSG nie trwają żadne prace nad przyjęciem wewnętrznej instalacji gazu w budynkach. Każdy odbiorca gazu ma sobie o to zadbać sam. Zarzuca nam się, że my nic w tym kierunku nie robimy, a wybuchy instalacji gazu się zdarzają, tylko nikt nie powie, że z tych wybu-

chów najwięcej to jest celowe działanie człowieka albo inny gaz – propanbutan, a nie gaz ziemny.

Rynek wykonawcy omawiał **Marcin Tadeusiak z firmy JT SA**. Powiedział, że mamy dzisiaj nowe przetargi, otworzył się rynek inwestycji, i w tym momencie brakuje firm, brakuje konkurencji, brakuje rąk do pracy, są już pierwsze przetargi, w których nie ma oferentów, do tego nie byliśmy przyzwyczajeni. Rynek jest przecież też bardzo różnorodny, mamy rynek PSG, gdzie zupełnie inne podmioty startują, mamy rynek GAZ–SYSTEM, gdzie są bardzo wysokie wymagania. Ale teraz jest taka sytuacja, że mniejsze firmy po latach kryzysu często rezygnują z naszego wymagającego rynku gazowniczego na rzecz wodno-kanalizacyjnych branż, gdzie jest łatwiej, nie są wymagane dopuszczenia UDT. Zauważalny jest brak firm średniej wielkości, firm, które są kompetentne, znają doskonale swojego inwestora, zatrudniają ekspertów, specjalistów, inżynierów zdolnych realizować inwestycje. Na rynku pojawili się nowi gracze, firmy, które jeszcze nie mają doświadczenia branżowego, które weryfikują się dokumentami użyczonymi, wykazują się papierowymi zasobami i takimi kompetencjami. Z tym jako branża musimy się zmierzyć. Chciałbym również zwrócić uwagę na wspieranie średniego polskiego kapitału, bo ten kapitał na pewno zostanie i na czas inwestycyjny, i na czas konserwacji i remontów. Niestety, obecnie mamy kryzysy, brak zleceń albo, co gorsza, boom inwestycyjny. Boom inwestycyjny jest bardziej niebezpieczny – w mojej ocenie, ale też i moich kolegów – niż trochę mniejszy rynek, z uwagi na to, że gwałtownie brakuje zasobów. Pojawiający się nowi gracze muszą czymś te zasoby uzupełnić, więc mamy do czynienia z agresywnym przejmowaniem i z „kanibalizacją” zasobów. Następną sprawą, na którą chciałbym zwrócić uwagę, to kwestia formalnoprawna, czyli umowy. Nad tym będziemy pracować jeszcze kilka lat. Jestem optymistą, mogę sobie wyobrazić, że za dwa-trzy lata wypracujemy rozwiązania, ale uważam, że dzisiaj koniecznością branży jest wypracowanie matrycy ryzyka, czyli opisanie kto za co jest odpowiedzialny i na co ma wpływ, czyli powinna powstać matryca ryzyka dla naszej branży. Bo wiadomo, kto jest odpowiedzialny za powodzenie inwestycji – inwestor, ale kto ponosi kary, kto ponosi ryzyko? W dzisiejszych realiach głównie wykonawca. Czyli matryca ryzyka – rozmawiamy na ten temat. Dialog jest potrzebny. To, że tu jesteśmy potwierdza, że jesteśmy otwarci i świadomi potrzeb, i że ten dialog trzeba budować. Musimy sobie pomagać i tworzyć nową rzeczywistość, ale opartą na dialogu. Myślę, że powinniśmy założyć stały panel dyskusyjny w IGG, żebyśmy mogli przepracować rozwiązania – te techniczne, te realne, jako przykład, że jako przedsiębiorcy możemy budować Polskę.

Michał Pietrek z Izostalu na wstępie odwołał się do wypowiedzi prezesa PSG, który mówił o czterech obszarach bezpieczeństwa. I dodał kolejny, piąty obszar – towary. Po projektowaniu bardzo ważne są towary. Jesteśmy producentem izolacji antykorozyjnych, czyli ochrony biernej gazociągów, folia polietylenowa, polipropylenowa, malowanie wewnętrzne, które obecnie jest stosowane na gazociągach przesyłowych, oraz szczególnie typ izolacji, powłoki – laminat szklano-żywiczny, który wykorzystują wykonawcy robót budowlanych do przewierć i przycisków. Izostal czynnie bierze udział w postępowaniach, ponieważ oprócz wykonywania czy produkcji izolacji, kompleksowo dostarcza już gotowy produkt. I to pozwoliło na realizację już prawie 900 km dostaw rur. GAZ–SYSTEM postawił na bardzo wysoką jakość dostarczanych towarów, dużą liczbę producentów, i dzięki tym wymogom wielu producentów podniosło kwalifikacje, kupiło dodatkowe urządzenia i dzięki temu mamy pewność jakości i bezpieczeństwa towaru. GAZ–SYSTEM stworzył listę wiarygodnych dostawców, na tej liście są głównie wykonawcy robót budowlanych. Istotne jest, aby stworzono również listę dostawców towaru, żeby była możliwość wykorzystania dodatkowych bonusów za korzystanie z tych producentów, którzy spełniają wszystkie wymogi bezpieczeństwa, podnoszą swoją jakość i są wiarygodni.

Trzeci panel kongresowy poświęcony był wybranym aspektom regulacji prawnych w branży gazownicznej. Panel prowadził i dokonał wprowadzenia do dyskusji **prof. dr Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej**.

W przygotowanej prezentacji omówione zostały ogólne wytyczne regulacyjne w konfrontacji ze szczegółowymi rozwiązaniami regulacyjnymi. Problemy te pokazano na tle funkcjonowania rynku inwestycji w wielu krajach europejskich. Ogólne rekomendacje sprowadzić można do tego, że regulacje nie powinny wymuszać na uczestnikach rynku inwestycji – inwestorach i wykonawcach – zachowań nieracjonalnych. Wszyscy powinni respektować

reguły rynku, mieć możliwość osiągnięcia celów biznesowych, czyli godziwej stopy zwrotu na zaangażowanym kapitale. Sprzyjają temu rozwiązania systemowe – długie okresy regulacyjne i niezmiennosc mechanizmów regulacyjnych. Pytania do uczestników panelu sprowadzały się do tego, czy obecny model regulacji spełnia czy nie większość kluczowych aspektów regulacji, czy zapewnia wystarczający poziom rentowności kapitału zainwestowanego, padały też pytania o rozwiązania instytucjonalne i zakres kompetencji szefów tych instytucji.

Głos zabrał **mec. Adam Wawrzynowicz**, mówiąc, że chciałby podzielić się pewnymi refleksjami, które nawiązują do tego, co mówił profesor i wątków dotyczących regulacji i jej wpływu na rozwój rynku i tego, czy to faktycznie są bariery. Temat w zasadzie nieprzyjemny, bo dotyczy takiej prozaicznej kwestii jak obowiązek pobierania opłat za przyłączenie do sieci gazowej. Postawiliśmy pytanie, czy to na dzień dzisiejszy, w tym momencie rozwoju rynku, w którym jesteśmy, nie jest nadmiarowe. Czy to jest ograniczenie regulacyjne, które utrudnia pozyskiwanie nowych klientów? Ja tutaj utożsamiam się z tym stanowiskiem. Patrząc na gazyfikację gmin, trzeba mieć na uwadze, że chodzi tu o statystykę gminną, w której jest sieć gazowa, ale jest jeszcze kwestia faktycznego pozyskania odbiorców na ten gaz i zapewnienia, żeby ludzie z tego gazu korzystali. Koszt przyłączenia jest mniej więcej porównywalny ze średnim wynagrodzeniem, które też oscyluje w granicach dwóch tysięcy, i może stanowić realną barierę w pozyskiwaniu nowych odbiorców.

Jeżeli spojrzymy na to w taki sposób, że musimy mocno ten rynek rozwinąć, choćby ze względu na czyste powietrze, wydaje się, że nadszedł moment, by dokonać takich zmian w prawie, które ułatwią realizację tych celów. Odpowiedzią na to zapotrzebowanie rynku jest strategia PGNiG na lata 2016–2022, gdzie w sposób jednoznaczny pokazano, że w pięć lat mamy ok. 350 tysięcy przyłączy. Żeby ułatwić realizację tego celu, mamy konkretne propozycje legislacyjne. Wydaje nam się, że w dosyć prosty sposób moglibyśmy przedsiębiorcom ułatwić funkcjonowanie na rynku gazowym. Proponujemy zmiany w prawie, które – w naszej ocenie – są zgodne ze wszystkimi regulacjami europejskimi, one częściowo zresztą zostały już dostrzeżone przez prawodawcę w rozporządzeniu taryfowym, czyli w rozporządzeniu, które się pojawiło dosłownie w tych dniach. W naszej ocenie byłoby zasadne wprowadzenie takich zmian w artykule 7 prawa energetycznego oraz w rozporządzeniu taryfowym, które usankcjonują możliwość obniżania opłat przyłączeniowych na zasadach równoprawnego traktowania, określonych w taryfie, ale w sposób bardziej generalny niż to jest obecnie. To udogodnienie powinno być dostępne dla wszystkich potencjalnych odbiorców, a nie tylko dla tych w konkretnych gminach, objętych programem czystego powietrza. Nasza propozycja jest po prostu uzupełnieniem tego, co już się wydarzyło w rozporządzeniu taryfowym, gdzie, trzeba przyznać, minister energii dostrzegł i potrzebę wprowadzenia specjalnej regulacji w odniesieniu do projektów ochrony powietrza, i takiej regulacji, która umożliwi odstąpienie od opłat przyłączeniowych w takich przypadkach, gdzie już infrastruktura istnieje, a nie było jeszcze odbioru.

Moderator w dyskusji zadał pytanie, czy sektor gazowy jest przeregulowany. Reakcja sali wskazywała, że wszyscy się zgadzają, iż jest dobrze regulowany. Głos zabrał **Marek Woszczyk, były prezes URE**. Ja tylko chciałem powiedzieć: regulator – tak, giełda – tak, kwestia LNG, CNG i postępów, które robimy – tak, jeśli chodzi o bezpieczeństwo wszelakie – tak, jeśli chodzi o mądre zmiany regulacyjne, legislacyjne – tak; pięć razy tak!". Do wypowiedzi odniósł się **mec. Wawrzynowicz**. Jeżeli chodzi o te regulacje, mądre zmiany, jak pan prezes powiedział, powinny następować w uzgodnieniu z rynkiem i szybko. Zmiany, które są procedowane nieraz bardzo długo, nie zawsze mają swój czas. Rynek się zmienia, choćby kwestia opłaty przyłączeniowej. Przeszliśmy z rynku, gdzie to odbiorcy zabiegali o to, żeby być przyłączonymi do gazu, do rynku, gdzie to przedsiębiorstwa energetyczne zabiegają o klientów. To trzeba mieć na uwadze i te zmiany – naszym zdaniem – należy po prostu przeprowadzić.

Obrady VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego zakończyło wystąpienie **prof. dr Stanisława Nagy'ego**, przewodniczącego rady programowej kongresu, który przedstawił uczestnikom projekt uchwały. Zgromadzeni w głosowaniu projekt przyjęli jako uchwałę VI KPPG.



**Uchwała
VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego
6 kwietnia 2018 r.**

Uczestnicy VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego tematem przewodnim był „Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju” postanawiają przyjąć, jako wynik Kongresu, uchwałę z postulatami następującej treści:

Postulaty dedykowane administracji państwowej

- 1) Kluczowym postulatem dedykowanym administracji państwowej jest wypracowanie polityki energetycznej państwa opartej o realne prognozy dotyczące zarówno struktury popytu, jak i podaży, uwzględniające rozwój branży w długiej perspektywie czasowej, poprzedzone dyskusją ze środowiskiem gazowniczym.
- 2) Postulatem dedykowanym administracji państwowej (Ministerstwo Energii i Urząd Zamówień Publicznych) jest stworzenie nowych zapisów regulacyjnych uwzględniających postulaty branży dotyczące:
 - a) Likwidacji „nadmiernych wymogów”,
 - b) Uporządkowania sfery prawnej w zakresie zapisów umownych, w tym m.in. ryzyk oraz likwidacji utrudnień w realizacji inwestycji i wzajemnych relacjach Inwestor-Wykonawca.
- 3) Postulatem dedykowanym administracji państwowej jest potrzeba uregulowań dotyczących inwestycji liniowych celu publicznego dla likwidacji barier inwestycyjnych.
- 4) Postulatem dedykowanym ustawodawcy jest w ocenie gremium Kongresu – jako przedstawicieli branży – potrzeba reaktywowania działań na rzecz uchwalenia prawa gazowego.
- 5) Środowisko gazownicze liczy na wykorzystanie dotychczasowych doświadczeń w przygotowaniu przez administrację państwową programu wsparcia ze środków UE i realizacji projektów w celu zagwarantowania możliwości uzyskania dofinansowania oraz sprawnego i skutecznego wdrażania środków unijnych pozyskanych dla sektora gazowego w ramach polityki spójności po 2020 r.
- 6) Branża gazownicza wnosi do administracji rządowej o powrót do kwestii zniesienia akcyzy na LNG/CNG.
- 7) Branża gazownicza wnosi, aby strona rządowa, tworząc regulacje, poddawała analizie dwa kryteria:
 - cel stworzenia regulacji,
 - ocenę skutków regulacji w dłuższej perspektywie czasowej.
- 8) Postulatem dedykowanym Urzędowi centralnym Państwa jest potrzeba dalszego wzmacniania roli badań, rozwoju i innowacji w branży gazowniczey.

Postulaty dedykowane branży

- 1) Wzmocnić proces standaryzacji technicznej IGG poprzez aktywizację firm członkowskich i udział specjalistów i ekspertów w pracach zespołów, z uwzględnieniem wniosku Kongresu dotyczącego potrzeby stworzenia nowych kryteriów bezpiecznego wykonania sieci gazowych z PE.
- 2) Wznosić starania o wykorzystywanie standardów technicznych w regulacjach prawnych.
- 3) Kontynuować dialog firm członkowskich, mający na celu budowanie dobrych praktyk w relacjach Inwestor-Wykonawca.

Uczestnicy VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego upoważniają Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa do przedstawienia uchwały kongresowej władzom państwowym, instytucjom i organizacjom branży gazowniczey.

W imieniu uczestników VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Komisja Uchwał i Wniosków

Stanisław Nągy – przewodniczący

Jani Hypka

Teresa Laskowska

Eliza Dyakowska

VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego





Gaz z własnych źródeł jest najtańszy



Rozmowa z **Piotrem Woźniakiem**, prezesem PGNiG SA

Od kilku lat krajowe wydobycie utrzymuje się na zbliżonym poziomie i nie przekracza 4 mld m³. Czy są szanse na zmiany w tym zakresie?

Dążymy do utrzymania tego poziomu. Według naszych prognoz w tym i kolejnym roku powinniśmy powtórzyć wynik prawie 3,9 mld m³ wydobytego gazu. Obecnie mamy udokumentowane wydobywalne krajowe zasoby na poziomie 83 mld m³.

Zwiększamy krajową produkcję poprzez optymalizację wykorzystania dotychczas odkrytych złóż. Dzięki nowym narzędziom badawczym, zastosowaniu nowych technologii wierceń, dobrze zaprogramowanym i zaplanowanym metodom wydobycia możliwe jest zwiększenie zasobów wydobywalnych nawet do 30%. W najbliższych kilku latach – zgodnie ze strategią Grupy Kapitałowej PGNiG – poszukiwania złóż węglowodorów w kraju będą intensywniejsze, co umożliwi utrzymanie poziomu nowych odkryć. To próba odwrócenia tendencji spadkowej w udokumentowanych zasobach wydobywanych.

Na poszukiwanie i wydobycie krajowe w całym 2018 roku planujemy przeznaczyć ok. 1,5 mld zł. Nie obejmuje to akwizycji, a jedynie prace i inwestycje na już posiadanych przez nas koncesjach w Polsce. To dwukrotnie większa kwota niż nakłady na ten segment w roku 2017. Do końca roku planujemy rozpocząć prace na 32 odwiertach. Na koniec ubiegłego roku wyniki złożowe uzyskano z 28 odwiertów.

Wydobycie krajowe jest i pozostanie dla nas niezmiernie ważne. Gaz z własnych źródeł zawsze jest i będzie najtańszy i najpewniejszy. Niezależnie od tego, czy mówimy o wydobyciu w kraju czy w naszym własnym wydobyciu w Norwegii.

PGNiG świętowało właśnie 60-lecie złoża Przemysł – największego i najdłużej eksploatowanego w Polsce. Jak pokazało niedawne odkrycie nowego horyzontu złożowego, stare złożo kryje więcej, niż się wcześniej wydawało...

Dzięki nowym technologiom, przede wszystkim badaniom sejsmicznym 3D, odkrywamy złoża węglowodorów w głębszych strukturach, w nowych horyzontach. Tak było właśnie w przypadku złoża Przemysł. Rzeczywiście, złożo Przemysł jest już eksploatowane bardzo długo. Do tej pory wydobyto z niego prawie 65 mld m³, przy szacowanych zasobach wydobywalnych 72 mld m³ i od kilku lat mieliśmy do czynienia z zauważalnym spadkiem produkcji. Traktowano je jak złożo w fazie schyłkowej. Zrealizowaliśmy duże zdjęcie sejsmiczne 3D na łącznym obszarze 955 km kw. Jego analiza ukazała dodatkowy potencjał złoża Przemysł, szacowany na prawie 20 mld m³ gazu więcej, niż do tej pory uważaliśmy. To znaczy, że zasoby wydobywalne złoża mogą być o 25% większe niż pierwotnie założono. Prace wiertnicze, które potwierdzą odkrycie, chcemy zacząć na przełomie 2018 i 2019 roku.

Podkarpacie to tradycyjnie rejon najbogatszy w złoża gazowe. Jakie sukcesy odnosi pod tym względem PGNiG w innych rejonach kraju?

InnVento – dobry rok

Rozmowa z **Łukaszem Kroplewskim**, wiceprezesem zarządu ds. rozwoju PGNiG SA

PGNiG zdecydowało się na współpracę ze startupami poprzez uruchomienie programu InnVento. Co skłoniło spółkę do utworzenia takiego centrum startupowego?

InnVento jest naszym sposobem na otwarcie się na innowacyjne pomysły z zewnątrz. Zdecydowaliśmy się na taką formułę współpracy ze startupami, bo w ten sposób możemy udostępnić młodym zespołom przedsiębiorców i naukowców dobre warunki do rozwoju ich własnych pomysłów bezpośrednio pod okiem naszych ekspertów. Chcemy wspierać rozwój startupów z branży energetycznej oraz wspólnie wypracowywać nowe rozwiązania technologiczne. Jesteśmy liderem branży oil & gas, a istotnym elementem naszego rozwoju jest poszukiwanie i wdrażanie najlepszych dostępnych rozwiązań. Uruchomiliśmy InnVento, aby umożliwić młodym wynalazcom wdrożenie ich

autorskich pomysłów, a jednocześnie uzyskać dostęp do innowacji, które mogą pomóc nam wpłynąć

na wzrost naszej konkurencyjności. Współpraca dużego podmiotu, jakim jest PGNiG, ze startupem przynosi korzyści obu stronom. W Polsce dotychczas nie było programu, który wspierałby innowacyjność w sektorze oil & gas w taki właśnie sposób. Realizujemy go pod patronatem Ministerstwa Energii wspólnie z Izbą Gospodarczą Gazownictwa, Instytutem Nafty i Gazu oraz Agencją Rozwoju Przemysłu.

Ile podmiotów aplikowało do udziału w InnVento i ile zgłoszeń przyjęto do tej pory?

Nasze centrum startupowe InnVento działa od połowy 2017 roku i w tym czasie startupy zgłosiły do nas ponad 100 bardzo ciekawych propozycji. Najwięcej pomysłów wiąże się z obszarem nowych źródeł energii, ale wiele zgłoszeń dotyczyło również ochrony środowiska oraz wprowadzenia nowych produktów lub usług dla klienta końcowego. Eksperti i mentorzy InnVento zaprosili 50 zespołów na tzw. Pitch Days. Daliśmy startupom możliwość zaprezentowania się u nas przed naszymi ekspertami. Takie spotkania dla startupów zorganizowaliśmy już pięciokrotnie. W przypadku pozytywnej oceny prezentacji uczestnicy odbywali indywidualne rozmowy z mentorami, a następnie podejmowaliśmy ostateczną decyzję o dalszej współpracy. W wyniku tak przeprowadzonej rekrutacji do dalszych prac skier-



5 mln zł dla akceleratora z udziałem PGNiG

Program akceleracji, którego partnerem jest PGNiG, znalazł się wśród sześciu projektów nagrodzonych grantami Poland Prize. To pilotażowy program, koordynowany przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości, którego celem jest nawiązanie współpracy z zagranicznymi startupami. Wspólnie z polskimi firmami mogłyby rozwijać swoje innowacyjne pomysły, w przypadku współpracy z PGNiG, korzystając m.in. z infrastruktury InnVento. Nagrodzony program akceleracyjny, w który zaangażowane jest PGNiG, będzie realizowany przez Fundację StartUp Hub Poland. Program rozpocznie się w III kwartale 2018 r. PGNiG jest jedynym partnerem akceleratora. PGNiG chce doprowadzić do pilotażowych wdrożeń w spółkach z grupy kapitałowej co najmniej trzech innowacyjnych projektów, których rozwój będzie w całości finansowany z grantu Poland Prize.

Pod tym względem na znaczeniu zyskuje Wielkopolska, której potencjał w zakresie powiększania zasobów gazu ziemnego w Polsce rośnie. W ubiegłym roku odkryliśmy złoża gazu na terenie gminy Rokietnica – to koncesja Pniewy–Stęszew, na której PGNiG SA jest samodzielnym operatorem prac. Nowe złoża odkryliśmy także w okolicach Miłosławia, gdzie pracujemy razem z partnerami z Orlenu. Wydobycie gazu ze złoża Miłosław E rozpoczęło się w ubiegłym roku, a w przyszłym roku do produkcji zostanie włączony kolejny odwiert na tym złożu.

Ważna jest też dla nas intensyfikacja wydobycia za pomocą nowoczesnych, innowacyjnych metod stymulacyjnych, pozwalających na zwiększenie produkcji np. poprzez zastosowanie szczelinowania hydraulicznego. Po raz pierwszy w tej części Polski z sukcesem zastosowaliśmy technologię wierceń horyzontalnych w skałach piaskowca, w tzw. czerwonym spągowcu i przyniosło to pozytywny rezultat.

PGNiG uzyskało obiecujące wyniki testów wydobycia metanu z pokładów węgla. Jak przebiega ten projekt?

To projekt badawczy, który realizujemy wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym, i który jest częścią większego programu Geo-Metan. Całe przedsięwzięcie ma pozwolić na rozwijanie technologii poszukiwania, wydobycia i komercyjnego wykorzystania metanu z pokładów węgla, w tym zastosowania metody odporzeczniowej ujęcia metanu z pokładów planowanych do eksploatacji.

Testowe wydobycie w Gilowicach na koncesji „Międzyrzecze”, które przeprowadziliśmy w ubiegłym roku, przyniosło zadowalające rezultaty. W jedenaście miesięcy pozyskaliśmy ok. 900 tys. m³ gazu o zawartości metanu 97%, a więc bardzo dobrej jakości.

To, co zrealizowaliśmy razem z PiG, było dopiero pierwszym etapem programu Geo-Metan. Po pogłębionym pilotażu planujemy wejść na tereny górnicze i do kopalń. Kolejne prace zaplanowaliśmy na dwóch wierceniach odległych od siebie o prawie kilometr. Staramy się działać tak, żeby nasz projekt zakończyć komercyjnym wydobyciem gazu. Do współpracy przy drugiej fazie zaprosiliśmy Polską Grupę Górniczą, Jastrzębską Spółkę Węglową oraz Tauron. Spółki są właścicielami terenów przeznaczonych do eksploatacji górniczej i to one, w ramach

wspólnych grup roboczych, wskażą obszary do dalszych prac. Ten etap rozłożony jest na 4–5 lat.

Przedeksploatacyjne odmetanowanie pokładów węgla ma cztery cele: zwiększenie postępu ścianowego, zwiększenie bezpieczeństwa robót, ludzi i urządzeń na dole, wydobycie gazu oraz ograniczenie jego emisji do atmosfery. Jeśli razem ze spółkami węglowymi wytypujemy kopalnie wysokometanowe i przeprowadzimy odmetanowanie od powierzchni, wówczas górnicy będą mogli przystąpić do swoich prac w środowisku z dużo niższą zawartością metanu. Tempo przyspieszy postęp ścianowy, bo wzrost stężenia metanu powoduje obecnie częste przestoje robót. Korzyści odniosą więc obie strony.

Wykorzystamy wydobyty metan, spalając go w instalacji do produkcji energii elektrycznej lub przekazemy do rurociągów dystrybucyjnych, a pamiętajmy, że większość Śląska jest dobrze zgazyfikowana pod względem dystrybucyjnym. W ten sposób metan nie wydotanie się do atmosfery. Liczymy na to, że dzięki metanowi wydobywanemu z pokładów węgla PGNiG będzie mogło w przyszłości zwiększyć swój krajowy potencjał wydobywczy.

Jakie plany na przyszłość dotyczące krajowego wydobycia metanu PGNiG?

Nasza strategia dla całego segmentu poszukiwanie i wydobycie przewiduje zwiększenie do roku 2022 bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów. Rozwój technologii poszukiwawczych i wydobywczych oraz analiza nowych informacji geologicznych pozwalają mieć nadzieję na nowe odkrycia, na udokumentowanie i w konsekwencji eksploatację nowych zasobów węglowodorów. Mam tu na myśli zarówno gaz ze złóż konwencjonalnych, jak na Podkarpaciu i w Wielkopolsce, jak i z zasobów niekonwencjonalnych – jak wspomniany metan z pokładów węgla.

Marcin Poznań

rowano 7 projektów, m.in. detektor awarii dla stacji redukcyjnych i pomp, cyfrową platformę ułatwiającą współpracę zespołom pracowniczym, aplikację mobilną i projekt wykorzystujący rozszerzoną rzeczywistość przy szkoleniach pracowniczych. Większość z nich weszła już w fazę pilotażowych wdrożeń w spółkach GK PGNiG. Mamy nadzieję, że w tym roku część z nich zostanie wykorzystana efektywnie w grupie i pomoże zyskać przewagę konkurencyjną w kilku ważnych dla nas obszarach.

Jaką pomoc uzyskują od was młode innowacyjne firmy?

PGNiG poprzez InnVento oferuje startupom kompleksowe wsparcie na każdym etapie prac. Zdecydowaliśmy się stworzyć i udostępnić startupom atrakcyjną przestrzeń biurową na terenie głównej siedziby firmy w Warszawie. Organizujemy tam debaty, szkolenia oraz regularne spotkania otwarte zarówno dla naszych pracowników, startupów, jak i wszystkich zainteresowanych tematem innowacyjności. Niezależnie od tego startupy mogą tam po prostu pracować nad swoimi projektami, wykorzystując *open space* czy sale konferencyjne, spotykać się z partnerami czy podwykonawcami.

W ramach programu InnVento zapewniamy zaplecze merytoryczne, w tym pomoc naszych ekspertów. To właśnie pod ich okiem innowacyjne projekty dostosowywane są do potrzeb spółek z grupy. Służymy również wsparciem administracyjnym i operacyjnym m.in. z zakresu prawa i księgowości. Startupy otrzymują możliwość sprawdzenia swojego projektu w praktyce poprzez dostęp do części infrastruktury technicznej PGNiG. InnVento pomaga również w pozyskaniu zewnętrznego finansowania oraz nawiązaniu nowych kontaktów biznesowych.

Czy dotychczasowe efekty funkcjonowania programu InnVento zadowalają PGNiG?

Program działa niespełna rok i już udało nam się wprowadzić część projektów w fazę pilotażowych wdrożeń. Co miesiąc trafiają do nas kolejne zgłoszenia. Dotychczasowe doświadczenia w pracy ze startupami są niezwykle pozytywne. Zespoły startupowe chętnie z nami

współpracują i są otwarte na nasze potrzeby, co przejawia się chęcią modyfikacji proponowanych rozwiązań, tak aby w pełni spełniały nasze oczekiwania. Na przykład firma 1000 realities, wraz z naszymi specjalistami, przygotowała platformę do szkoleń dla pracowników, którzy dokonują przeglądów stacji redukcyjno-pomiarowych. Wykorzystaliśmy do tego technologie VR i AR. Dzięki temu pracownicy mogą się szkolić na miejscu, bez konieczności wyjazdu w teren. Z kolei współpraca ze startupem Predictail pokazała, jak ogromny potencjał ma analiza big data. Ten startup rozwinął u nas algorytm pozwalający prognozować usterki sieci dystrybucyjnej. Krótko mówiąc, dzięki predykcji możemy być krok przed awarią, co ułatwia nam zaplanowanie naprawy i pozwala ograniczyć koszty. To tylko dwa z wielu ciekawych projektów rozwijanych w InnVento.

Czy ten program będzie rozszerzany?

Program z pewnością będzie przez nas kontynuowany. Nadal prowadzimy nabór do projektu i zachęcam wszystkie startupy zainteresowane współpracą przy projektach ważnych dla branży gazowniczej do aplikowania za pośrednictwem strony internetowej invento.pl w obszarach wykorzystania nowych materiałów i zastosowania technologii cyfrowych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego, nowych źródeł energii, nowych technologii wydobywczych, nowych produktów i usług dla klienta końcowego oraz w obszarze ochrony środowiska. Myślimy również o rozszerzeniu jego formuły, która będzie wykraczała poza granice Polski.

InnVento będzie wykorzystywane w programie akceleracji, który PGNiG będzie realizować wspólnie z fundacją StartUp Hub Poland. Akcelerator otrzymał 5 mln zł finansowania w ramach programu Poland Prize, którego celem jest nawiązanie współpracy z zagranicznymi startupami i wdrożenie innowacyjnych projektów będących efektem tej współpracy.

Marcin Poznań

Gazomobilność będzie coraz bardziej opłacalna – rząd oferuje konkretne wsparcie

Rafał Pazura

Kilka tygodni temu rząd przyjął projekt nowelizacji ustawy o podatku akcyzowym, który niebawem wprowadzi m.in. preferencje podatkowe na gaz ziemny CNG i LNG przeznaczony do napędu silników spalinowych. To doskonała informacja dla samorządów, które coraz chętniej stawiają na ekologiczny napęd gazowy w autobusach komunikacji miejskiej czy pojazdach komunalnych, eliminując tym samym mało przyjazny dla środowiska napęd dieslowski.

Po latach stagnacji w temacie ekotransportu w Polsce przyszedł czas na konkretne działania. Wprowadzenie zerowej stawki akcyzy na gaz LNG i CNG będzie bodźcem do rozwoju infrastruktury gazowej w kraju, który oprócz oczywistych korzyści ekologicznych pozytywnie wpłynie na realizację rządowej polityki gazyfikacji kraju. Jednak kluczową rolę „animatora” zmian pełnić będzie przyjęta w styczniu 2018 roku ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych. To ona mobilizuje samorządy do rozwijania ekologicznego transportu publicznego.

– *Samorządy są zobowiązane do wymiany 30 proc. autobusów do 2025 roku na niskoemisyjne. Oprócz pojazdów elektrycznych mogą to być na przykład autobusy napędzane gazem ziemnym, które są nie tylko bardzo ekologiczne, ale również ekonomiczne. W Polsce jeździ około 12 tysięcy autobusów, w związku z tym w ciągu siedmiu lat musi zostać zakupionych około 4 tysięcy nowych pojazdów niskoemisyjnych* – powiedział Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny, podczas panelu dyskusyjnego poświęconego tej tematyce na tegorocznym Gaztermie w Międzyzdrojach.

Zdaniem wiceprezesa Marcina Szczudło współgra to z działaniami PGNiG, promującymi wykorzystanie gazu ziemnego jako najlepszego paliwa w transporcie, energetyce i ciepłownictwie. Nowe przepisy określają wymóg zlecania zadań publicznych na rzecz miast podmiotom posiadającym co najmniej 30% pojazdów z napędem elektrycznym lub zasilanych ekologicznym gazem ziemnym. To szansa na większe wykorzystanie sprężonego gazu ziemnego CNG do zasilania takich pojazdów, jak np. śmieciarki czy autobusy, które są bardziej przyjazne dla środowiska nawet w porównaniu z najnowszymi silnikami Diesla, spełniającymi normę Euro 6. Według najnowszego raportu, przygotowanego przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych oraz Izbę Gospodarczą Komunikacji Miejskiej, autobusy gazowe to „idealne uzupełnienie dla

komunikacji opartej na prądzie, które pozwoli samorządom wybierać optymalne rozwiązania”.

W raporcie pokreślono, że „autobus na CNG wytwarza w stosunku do autobusu zasilanego olejem napędowym o ok. 80–90 proc. mniej szkodliwych dla ludzkiego zdrowia substancji oraz do 99 proc. mniej niezwykle szkodliwych cząstek stałych. Ta argumentacja przemawia do wielu włodarzy miast oraz prezesów miejskich przedsiębiorstw komunikacyjnych. Rok 2017 okazał się przełomowy, ponieważ na rozwój taboru autobusowego zasilanego gazem CNG zdecydowały się m.in. Tychy, Rzeszów, Tarnów i Sanok. Na mocy umów na dostawy gazu, podpisanych z PGNiG Obrót Detaliczny, miasta te zakupią w najbliższych dwóch latach ok. 150 nowych autobusów na gaz ziemny. Prawdziwym liderem gazomobilności w Polsce niebawem może stać się Warszawa, która planuje zakup 110 autobusów na CNG. PGNiG Obrót Detaliczny wygrało właśnie przetarg na dostawę paliwa gazowego dla MZA w stolicy oraz budowę nowoczesnej stacji tankowania.

Michał Kurtyka, podsekretarz stanu w Ministerstwie Energii, podczas niedawnego Europejskiego Kongresu Gospodarczego w Katowicach podkreślił, że do rozwoju transportu niskoemisyjnego niezbędne są odpowiednie instrumenty jego finansowego wsparcia. Jednym z nich jest Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, który ma zachęcać zarówno przedsiębiorców, jak i samorządy do rozwijania inicjatyw związanych z pojazdami napędzanymi energią elektryczną oraz transportem opartym na paliwach alternatywnych, np. CNG. – *Mobilizujemy znaczące środki, jest to kwota 6,7 miliarda złotych, które będą przeznaczone do zasilenia Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. Dodatkowo, w charakterze uzupełnienia, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska zostaje zobligowany do wniesienia 4 miliardów złotych. W sumie mówimy więc o olbrzymiej kwocie ponad 10 miliardów złotych* – powiedział minister Kurtyka. – *Ale to nie wszystko. W ramach*

programu „Bezemisyjny transport publiczny”, którego realizację nadzoruje Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, na rozwój elektromobilności przeznaczono zostało kolejne 2,2 miliarda złotych. Mówimy tu o kwocie 13 miliardów złotych, prawie trzech miliardach euro – dodał minister Kurtyka podczas EKG w Katowicach.

Warto podkreślić, że ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych przewiduje m.in. regulacje dotyczące planu budowy sieci stacji CNG w Polsce, których liczba do 2020 roku powinna przekroczyć 70. Obecnie istnieją 24, z czego 18 należy do PGNiG, więc osiągnięcie tego poziomu jest jak najbardziej realne. Odpowiednio duża liczba punktów tankowania może zachęcić do korzystania

z paliwa gazowego nie tylko przedsiębiorstwa komunalne i transport publiczny, lecz również osoby prywatne, pragnące zastąpić trujące środowisko konwencjonalne samochody bardziej ekologicznymi pojazdami.

W ostatnich tygodniach obserwujemy, niestety, wyraźny wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych, co natychmiast przekłada się na ceny paliw w Polsce. Mimo to obecnie koszt zakupu metra sześciennego CNG jest o 10–12 proc. niższy niż oleju napędowego. A z uwagi na to, że w IV kwartale tego roku ma wejść w życie ustawa o zerowej stawce akcyzy na paliwo gazowe, różnice w cenach będą jeszcze większe na korzyść pojazdów zasilanych CNG.

PGNiG oferuje dopłaty do instalacji kotła gazowego

W maju PGNiG rozpoczęło pilotażowy program pod nazwą „Dofinansowanie nawet do 3000 zł”. W ramach akcji firma oferuje dopłaty osobom zainteresowanym likwidacją pieca na paliwa stałe na rzecz ekologicznego ogrzewania gazowego. Program cieszy się dużym zainteresowaniem, a z dofinansowania może skorzystać nawet 11 tysięcy gospodarstw domowych w całej Polsce.

W ramach programu PGNiG oferuje dwa rodzaje dopłat. Dziesięć tysięcy klientów, którzy zdecydują się na przystąpienie do programu i spełnią określone warunki, otrzyma dofinansowanie w wysokości do 1000 złotych. Ponadto, tysiąc rodzin posiadających Kartę Dużej Rodziny może liczyć na jeszcze wyższą dopłatę w maksymalnej kwocie 3000 złotych. Wnioski można składać osobiście w biurach obsługi klienta PGNiG Obrót Detaliczny od 2 maja 2018 roku.

– *To nasz pierwszy tego rodzaju program, dlatego traktujemy go pilotażowo. Wnioski zbieramy dopiero od początku maja, ale zainteresowanie jest duże. Akcja potrwa do końca roku lub wyczerpania pakietu dopłat. Obecnie zarówno dopłaty dla posiadaczy Karty Dużej Rodziny, jak i pozostałych osób nadal są dostępne, zachęcamy więc wszystkich do skorzystania z naszej akcji. Wszelkie szczegóły dotyczące akcji znajdują się na naszej stronie internetowej* – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Wszystkie osoby zainteresowane dofinansowaniem muszą spełnić trzy warunki. Przede wszystkim powinny zlikwidować dotychczasowe źródło ciepła na paliwo stałe. Następnie muszą dokonać zakupu i zainstalować jako źródło ogrzewania kocioł kondensacyjny zasilany paliwem gazowym, a także podpisać z PGNiG 3-letnią umowę na dostawę gazu. Po spełnieniu warunków osoby zakwalifikowane do programu otrzymają dofinansowanie w formie przelewu na konto bankowe.

– *Warto podkreślić, że uzyskanie dofinansowania od PGNiG nie wyklucza możliwości ubiegania się o dopłatę z innych źródeł, na przykład oferowanych przez samorządy lokalne* – dodał Henryk Mucha.

Program jest kolejnym elementem działań PGNiG, nastawionych na poprawę jakości powietrza w Polsce. Inicjatywa wpisuje się w rządowe działania antysmogowe i prorodzinne, dlatego w konferencji inauguracyjnej udział wzięli Krzysztof Tchórzewski, minister energii, Elżbieta Rafalska, minister rodziny, pracy i polityki społecznej, oraz Piotr Woźny, pełnomocnik prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste powietrze”.

– *Walczymy o lepszą jakość powietrza w Polsce, dlatego oferujemy konkretne wsparcie dla osób zainteresowanych ekologicznym ogrzewaniem. Gaz ziemny jest jednym z najczystszych paliw, które mogą być wykorzystywane do ogrzewania gospodarstw domowych* – powiedział Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Program „Dofinansowanie nawet do 3000 zł” wspiera również cele kampanii edukacyjnej pod nazwą „Rodzice i dzieci, powietrze bez śmieci”, prowadzonej przez Fundację PGNiG od listopada ubiegłego roku, kierowanej przede wszystkim do uczniów szkół podstawowych i ich rodziców.

– *Wierzymy, że edukacja i konsekwentna budowa świadomości ekologicznej są kluczowe dla poprawy jakości powietrza w Polsce. Dlatego cieszymy się, że do naszej akcji edukacyjnej przystąpiło prawie 1000 szkół i około 170 gmin z całej Polski. Pozytywny odzew ze strony szkół i mieszkańców powoduje, że takie działania chcemy kontynuować również w przyszłości* – dodał Marcin Szczudło.

Rafał Pazura

XXI KONFERENCJA GAZTERM

Członkowie Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa oraz przedstawiciele kadry menedżerskiej spółki wzięli udział w XXI Konferencji Gazterm, która odbyła się 7–9 maja w Międzyzdrojach.

Podczas panelu poświęconego kwestiom CNG i LNG Wioletta Czemiel-Grzybowska, członek zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, przedstawiła plany spółki dotyczące budowy stacji CNG/LNG do roku 2025. Jak powiedziała, Polska Spółka Gazownictwa jest dla Ministerstwa Energii wiarygodnym partnerem, który może wesprzeć polski rząd w przyspieszeniu działań na rzecz rozwoju gazomobilno-

zownictwa, podkreślił, że istnieje silna korelacja między walką z ubóstwem energetycznym i smogiem. Jak poinformował, nadal jest bardzo dużo do zrobienia w zakresie zwiększenia stopnia gazyfikacji kraju, bowiem w Polsce tylko 58 procent gmin jest zgazyfikowanych, a w Czechach, na Węgrzech i Słowacji wskaźnik ten wynosi 80–90 procent. Jak dodał Adam Węgrzyn, Polska Spółka Gazownictwa – zgodnie ze swoją strategią – chce do 2022 roku zgazyfikować ponad 125 gmin, ale nawet wówczas poziom gazyfikacji Polski wyniesie około 61 procent. Tymczasem brak dostępu do gazu ziemnego sprawia, że Polacy korzystają z marnej jakości paliw, przez co smog



ści. PSG została ustawowo zobligowana do budowy infrastruktury stacji CNG/LNG. Wioletta Czemiel-Grzybowska poinformowała również, że stacje powstaną w aglomeracjach powyżej 100 tysięcy mieszkańców, w których liczba samochodów przekracza 60 tysięcy, a na tysiąc mieszkańców przypada co najmniej 400 samochodów. PSG obecnie identyfikuje takie miejsca w Polsce i do sierpnia chce je przedstawić do akceptacji prezesowi URE. Zgodnie z założeniami, do 2025 roku ma powstać w Polsce 14 stacji LNG oraz 102 stacje CNG. Wioletta Czemiel-Grzybowska przedstawiła też najważniejsze plany i założenia Polskiej Spółki Gazownictwa na najbliższe lata.

Podczas panelu poświęconego walce ze smogiem Adam Węgrzyn, członek zarządu Polskiej Spółki Ga-



będzie się utrzymywał. Szansą na szybszą i skuteczniejszą walkę z tym zjawiskiem jest rozbudowa wyspowych stacji regazyfikacji LNG, dzięki którym gminy będą mogły szybciej korzystać z błękitnego paliwa. Obecnie PSG ma już podpisanych ponad 500 listów intencyjnych z gminami w sprawie gazyfikacji.

KŁECKO – KOLEJNA GMINA Z DOSTĘPEM DO SIECI GAZOWEJ

Klecko to kolejna polska gmina zgazyfikowana przez Polską Spółkę Gazownictwa. 14 maja odbyła się w niej konferencja prasowa, podczas której zaprezentowano m.in. inwestycje planowane przez PSG w całej Wielkopol-

sce. Podczas spotkania Adam Serwatka, burmistrz Klecka, podziękował PSG za owocną współpracę i podkreślił, jak ważna dla gminy jest możliwość korzystania z gazu ziemnego. Do sieci gazowej zostały już podłączone kotłownie w szkole i sali gimnastycznej, a ponad 30 odbiorców indywidualnych złożyło wnioski o wydanie warunków przyłączeniowych. PSG podpisała też 18 umów z wykonawcami przyłączy. Gazyfikacja gminy Klecko kosztowała ponad 4 miliony złotych, a PSG zbudowała ponad 19 kilometrów sieci gazowej. Reprezentujący wojewodę wielkopolskiego Tomasz Małyszka z Wydziału Infrastruktury i Rolnictwa powiedział, że PGNiG oraz Polska Spółka Gazownictwa są kompetentnymi i wiarygodnymi partnerami dla samorządów, czego dowodem jest właśnie ta zrealizowana inwestycja, a także planowane kolejne. Jak dodał, 19 samorządów województwa wielkopolskiego zobowiązało się do współpracy z PSG.

Radosław Bartosik, wiceprezes PGNiG, powiedział, że Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podejmuje wiele inicjatyw, aby jak największa część polskiego społeczeństwa mogła korzystać z ekologicznego paliwa, jakim jest gaz ziemny. Takim przykładem są właśnie działania PSG, które są również szansą na rozwój Polski regionalnej i powiatowej, bowiem gazyfikacja niesie ze sobą aktywizację gospodarczą i lokalnych rynków pracy.

Marian Żołyński, p.o. prezesa Polskiej Spółki Gazownictwa, podczas krótkiej prezentacji przedstawił dalsze plany inwestycyjne PSG w Wielkopolsce. Jak powiedział, to praktyczna realizacja strategii PSG i całej Grupy Kapitałowej PGNiG, polegającej na likwidacji tzw. białych plam na mapie polskiego gazownictwa. Spółka – zgodnie z planem rozwoju – do 2026 roku chce zgazyfikować jeszcze 12 wielkopolskich gmin, w tym Miedzichowo, Mieleszyn, Przemęt, Kłodawę, Pyzdry i Rychwał. W sumie powstanie ponad 620 kilometrów nowych sieci gazowych oraz 3 stacje gazowe. Na te inwestycje PSG przeznaczy około 196 milionów złotych. Obecnie na 218 gmin w Wielkopolsce z gazu może korzystać 148, a poziom gazyfikacji województwa wynosi 68 procent. W całym kraju Polska Spółka Gazownictwa podpisała już 502 listy intencyjne w sprawie gazyfikacji nowych gmin.

12. POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW

W okresie 16–18 maja w Krakowie odbył się 12. Polski Kongres Naftowców i Gazowników. Polską Spółkę Gazownictwa reprezentowali Marian Żołyński, p.o. prezesa PSG, a także przedstawiciele kadry menedżerskiej spółki. Podczas pierwszego dnia sesji panelowych Marian Żołyński omówił najistotniejsze problemy hamujące rozwój gazownictwa dystrybucyjnego w Polsce. Kluczowe czynniki to między innymi długi czas przygotowywania inwestycji, wynikający z braku natychmiastowej wykonalności decyzji administracyjnych, długiego okresu rozpatrywania odwołań i skarg oraz bardzo długo trwającego procesu pozyskiwania gruntów pod inwestycje. Czynniki te spr-

wiają, że realizacja niektórych inwestycji trwa nawet do dziewięciu lat. Skutkami barier inwestycyjnych zarówno dla Polskiej Spółki Gazownictwa, jak i innych inwestorów są zwiększone koszty realizacji projektów, a tym samym mniejsza ich liczba, zaniechanie lub odłożenie w czasie kluczowych inwestycji, a także utrata możliwości efektywnego wykorzystania dopłat z Unii Europejskiej. Obecnie poziom gazyfikacji w Polsce nie przekracza 60 procent, co stawia nas daleko choćby za najbliższymi sąsiadami, czyli Czechami, Słowacją czy Węgrami, gdzie wskaźnik ten wynosi 80–90 procent. Polska Spółka Gazownictwa dotychczas podpisała ponad 500 listów intencyjnych w tej sprawie, a z ponad trzystoma gminami rozpoczęła już współpracę. Do końca 2022 roku PSG planuje zgazyfikować ok. 125 gmin, w tym sporą część z wykorzystaniem technologii LNG, czyli tzw. gazyfikację wyspową. Jednak najważniejszy problem do rozwiązania, który znacząco ułatwiłby rozwój infrastruktury gazowniczej, to zwolnienie z konieczności uzyskiwania pozwoleń na budowę sieci dystrybucyjnych gazu o ciśnieniu do 0,5 MPA. W sumie do 2022 roku PSG planuje przeznaczyć na rozbudowę i modernizację infrastruktury dystrybucyjnej w całej Polsce ponad 11 miliardów złotych.

KONFERENCJA W RZESZOWIE

Polska Spółka Gazownictwa była sponsorem wspierającym III Ogólnopolskiej Konferencji Naukowej „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywy rozwoju”, która odbyła się 16-17 kwietnia na Politechnice Rzeszowskiej. W panelu dotyczącym bezpieczeństwa energetycznego Polski wziął udział Marian Żołyński, pełniący obowiązki prezesa Polskiej Spółki Gazownictwa. Podczas prezentacji omówił wpływ rozwoju sieci dystrybucyjnej gazu na zwiększenie pewności dostaw tego paliwa do odbiorców. Jak podkreślił, jednym z głównych działań prowadzonych obecnie przez PSG jest gazyfikacja nowych rejonów Polski i wyrównywanie różnic cywilizacyjnych. Gaz jest bowiem niezbędny do rozwoju przemysłu, w tym tworzenia nowych zakładów produkcyjnych, a to z kolei aktywizuje lokalne rynki pracy. Jak poinformował Marian Żołyński, gazyfikacja w dużej mierze będzie prowadzona poprzez tzw. gazyfikację wyspową, czyli budowę stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG. To szansa na szybkie dostarczenie gazu tam, gdzie budowa tradycyjnej sieci gazowej jest niemożliwa bądź zbyt kosztowna i długotrwała. Do 2022 roku PSG chce zgazyfikować około 125 gmin, z czego sporą część właśnie poprzez wykorzystanie technologii LNG. Te działania doskonale wpisują się także w programy ochrony środowiska i jakości powietrza, prowadzone w całej GK PGNiG, bowiem możliwość przyłączenia się do sieci gazowej przez nowych odbiorców sprawi, że przestaną korzystać z niespełniających żadnych norm starych pieców oraz wątpliwej jakości opału. Prezes Żołyński poinformował również uczestniczących w panelu studentów politechniki, że Polska Spółka Gazownictwa jest obecnie jednym z najbardziej cenionych pracodaw-

ców na polskim rynku. Do tej pory o pracę w spółce starano się już ponad 180 tysięcy osób. Także na Politechnice Rzeszowskiej będzie działać Centrum Badań i Rozwoju PSG, zajmujące się szukaniem innowacyjnych rozwiązań w czterech głównych obszarach: istniejącej infrastruktury gazowniczej i jej eksploatacji, rozwiązań pomiarowych i obliczeń, efektywności energetycznej infrastruktury oraz nowych paliw i usług.

VI KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

W okresie 5–7 kwietnia w Łodzi odbył się VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, zorganizowany przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Jednym z partnerów i uczestników spotkania była Polska Spółka Gazownic-



stwa. Kongres poświęcony był kierunkom rozwoju rynku gazu w Polsce, a także bezpieczeństwu sieci gazowych. W pierwszej sesji kongresu uczestniczyła Wioletta Czemieli-Grzybowska, członek zarządu PSG. Przedstawiła strategię spółki na najbliższe lata, podkreślając, że do 2022 roku PSG zakłada zwiększenie wolumenu dystrybuowanego gazu o niemal 2,5 miliarda metrów sześciennych, do poziomu 12,3 miliarda metrów sześciennych gazu rocznie. Wioletta Czemieli-Grzybowska powiedziała również, że jednym z najważniejszych zadań PSG jest gazyfikacja nowych obszarów, w tym poprzez tzw. gazyfikację wyspową. W najbliższych kilku latach PSG chce w Polsce wybudować kilkadziesiąt stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG. Spółka jest również otwarta na współpracę z biogazowniami i przyłączanie ich do sieci dystrybucyjnej. W drugiej sesji Marian Żołyniak omówił działania Polskiej Spółki Gazownictwa na rzecz bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej. Jak podkreślił, PSG stosuje innowacyjne rozwiązania do monitorowania stanu sieci, takie jak bezałogowe systemy latające czy inspekcja telewizyjna gazociągów. Również przy modernizacji sieci stosuje się

nowoczesne metody, takie jak relining, czyli wprowadzanie do istniejącego gazociągu stalowego polietylenowej rury o mniejszej średnicy. PSG posiada również własne Centrum Badań i Rozwoju, które skupia się na poszukiwaniach innowacyjnych rozwiązań w czterech obszarach: istniejącej infrastruktury i jej eksploatacji, rozwiązań pomiarowych i obliczeń, nowych paliw i usług, a także efektywności energetycznej infrastruktury gazowniczej. Marian Żołyniak zaznaczył też, że PSG interesuje się również technologią *Power to Gas*, zakładającą wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej do transportu wodoru, uznawanego za paliwo przyszłości. Kongres był także okazją do wręczenia odznaczeń państwowych i branżowych oraz dyplomów absolwentom studiów MBA. Piotr Woźniak, prezes zarządu GK PGNiG, za osiągnięcia w podejmowanej z pożytkiem dla kraju działalności państwowej i publicznej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego

otrzymał Złoty Krzyż Zasługi, przyznawany przez Prezydenta RP. Jednym z odznaczonych był też Michał Szpila, kierownik Biura Pozyskiwania Pomocy Publicznej PSG, którego uhonorowano przyznawaną przez ministra energii odznaką „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego”. Inny pracownik PSG – Adam Jarek, kierownik Działu Pomiarów i Telemetrii OZG Kraków – otrzymał tytuł dyrektora górniczego III stopnia. W kongresie

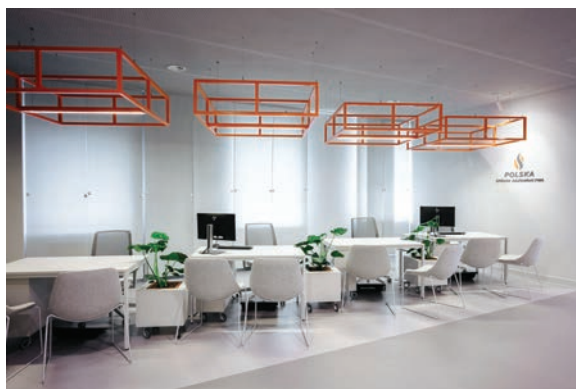
oprócz przedstawicieli Zarządu PSG uczestniczyli dyrektorzy oddziałów zakładów gazowniczych, a także przedstawiciele najważniejszych firm z branży gazowniczej w Polsce.

ORŁY „WPROST” DLA PSG

16 maja br. Polska Spółka Gazownictwa została wyróżniona nagrodą Orły „Wprost” dla przedsiębiorstwa z województwa mazowieckiego z najlepszym średnim zyskiem netto z ostatnich trzech lat.

Nagrodę z rąk Jacka Pochłonia, redaktora naczelnego tygodnika „Wprost”, w imieniu Zarządu PSG odebrał wiceprezes Adam Węgrzyn.

Orły „Wprost” to nagrody dla firm, samorządów, wybitnych osobowości regionów oraz projektów transgranicznych i ponadnarodowych. To nagroda dla tych, którzy wnoszą szczególny wkład w rozwój gospodarki, regionu oraz kraju. Orły „Wprost” otrzymały również PGNiG oraz PGNiG Termika.



Miejsce Obsługi Klienta

11 kwietnia Polska Spółka Gazownictwa oficjalnie oddała do użytku nowe Miejsce Obsługi Klienta, znajdujące się przy Gazowni Praga Północ.

Uroczystego przecięcia wstęgi dokonali Marian Żołyński, pełniący obowiązki prezesa PSG, Adam Węgrzyn, członek zarządu PSG, oraz Robert Kwiatkowski, dyrektor oddziału Zakładu Gazowniczego w Warszawie. Jest to jedno z pierwszych zestandaryzowanych Miejsc Obsługi Klienta, zaprojektowanych przez firmę architektoniczną A+D Dariusz Goćławski. Prace budowlane wykonała spółka PSG Inwestycje. W bieżącym roku PSG chce w ten sposób zaaranżować jeszcze około stu Miejsc Obsługi Klienta, a docelowo ujednolicony wygląd i wyposażenie mają mieć wszystkie takie punkty, czyli prawie 190. Nowoczesna aranżacja MOK zwiększa komfort pracy i obsługi klientów. Pomieszczenia są wyciszone i oświetlone punktowo, wyposażone w ergonomiczne meble, doniczki z roślinami, a podczas obsługi interesantów w tle słychać spokojną muzykę. Na miejscu są też tablice z wzorami wniosków, ulotki oraz plakaty z informacjami o PSG. Wszystko to sprawia, że klienci mogą załatwić swoje sprawy w przyjaznym otoczeniu, uzyskując niezbędne informacje. Także kolorystyka znajdujących się w pomieszczeniu sprzętów i elementów wystroju jest charakterystyczna dla barw używanych przez PSG. Standaryzacja Miejsc Obsługi Klientów ma podkre-



Zdjęcia Szymon Kos



ślać istotne dla Polskiej Spółki Gazownictwa cechy, takie jak nowoczesność, fachowość, bezpieczeństwo i stałość świadczonych usług. Przychodząc do MOK, klienci budują pozytywny wizerunek firmy, jej standardów i jakości. Jednolity wygląd biur w całej Polsce oraz ich czytelne oznakowanie ułatwią też interesantom ich odnalezienie i identyfikację, niezależnie od tego, gdzie są i będą umiejscowione.

Rekordowy przesył gazu siecią GAZ–SYSTEM

Paweł Kaczyński, Maria Błaziak

W 2017 roku siecią gazową GAZ–SYSTEM przesłane zostało 19,7 mld m³ gazu, o 1,6 mld m³ więcej niż w roku 2016. Sektorem, który w kluczowy sposób wpływa na wzrost ilości przesyłanego gazu jest dostawa gazu do elektroenergetyki. Rekordowy przesył gazu związany jest z oddaniem do użytku nowych bloków gazowych między innymi we Włocławku, Płocku i Toruniu oraz faktem, że coraz więcej gospodarstw domowych zmienia źródło ogrzewania z paliw stałych na gazowe. Czy 19,7 mld m³ to dużo czy mało? Objętość taka wystarczyłaby na pokrycie powierzchni Polski warstwą o grubości 6 cm, albo wypełnienie kubatury 25 000 Pałaców Kultury i Nauki w Warszawie, jak też na zasilenie przez rok 45,5 mln typowych kuchenek gazowych z piekarnikiem.

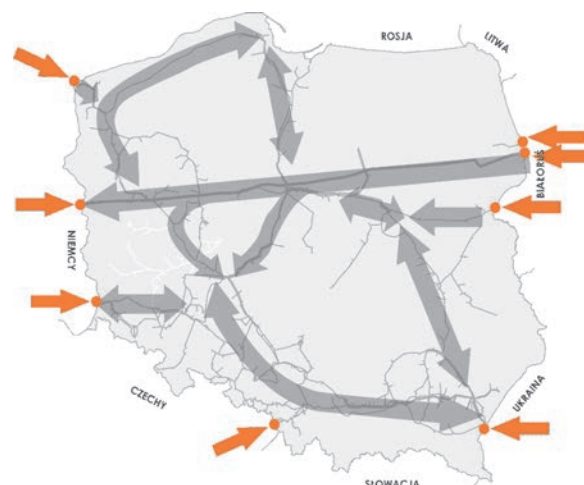
Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM to przedsiębiorstwo energetyczne odpowiedzialne za transport gazu ziemnego, zarządzanie siecią przesyłową na terenie Polski, wybudowanie infrastruktury do przesyłania coraz większych ilości gazu oraz jej eksploatację. Pełni także funkcję operatora systemu przesyłowego i niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu tranzytowego relacji Jamał–Europa według modelu ISO. Zadania operatora określa art. 9d ust. 1 ustawy „Prawo energetyczne”. Liczba podmiotów korzystających z usług GAZ–SYSTEM sukcesywnie wzrasta. W 2009 roku tylko jeden podmiot zamawiał usługę, a w 2016 roku było ich 200, z tego aktywnie korzystających z sieci było prawie 150.

Przesył paliw gazowych w Polsce

Paliwa gazowe są używane w Polsce już od drugiej połowy XIX wieku, ale pierwszy gazociąg, o długości 700 m, służący do przesyłania gazu ziemnego został zbudowany w 1912 roku – umożliwiał przepływ gazu z kopalni „Klaudiusz” w Borysławiu do mostu na rzece Tyśmienica. Na Podkarpaciu odkrywano nowe złoża gazu, wzmogło to rozwój zużycia tego paliwa i wymuszało rozbudowę infrastruktury. Potrzebne były coraz dłuższe gazociągi przesyłowe. Początkowo sieć gazowa była rozbudowywana w celu dostarczenia gazu ze złóż krajowych na południu do centralnej Polski i dalej na północ i zachód. W 1950 roku długość gazociągów, którymi przesyłano gaz ziemny wynosiła 1035 km. W 1969 roku zbudowano pierwszą tłocznnię gazu w Jarosławiu. W następnych latach rozbudowywano ją w taki sposób, aby ułatwić import gazu z kierunku wschodniego.

System przesyłowy gazu składa się z kluczowych elementów, jakimi są gazociągi oraz elementy nierurowe, w tym m.in. węzły systemowe, stacje gazowe oraz tłocznnie gazu. Obecnie w krajowym systemie wyróżnia

Rys. Główne magistrale przesyłu gazu ziemnego



Źródło własne GAZ–SYSTEM S.A.

się podsystem gazu grupy E oraz grupy Lw. W latach 1950–1995 przesyłany był także gaz koksowniczy produkowany z węgla. W 2017 roku infrastruktura eksploatowana przez GAZ–SYSTEM składała się z 11 058,5 km łącznej długości sieci przesyłowej (10 346,8 km dla gazu grupy E i 711,7 km dla gazu grupy Lw), 14 tłocznni gazu, 37 węzłów systemowych, 903 stacji gazowych oraz 67 punktów wejścia i 983 punktów wyjścia.

Gazociągi gazu grupy E mają układ magistralny umożliwiający wyprowadzenie gazu z różnych kierunków i źródeł oraz transport umożliwiający zasilenie odbiorców w całej Polsce.

Główne magistrale gazowe w Polsce

- System Gazociągów Tranzytowych (SGT) – polski odcinek gazociągu relacji Jamał–Europa;
- Magistrala wschodnia na trasie Jarosław–Wronów–Rembelszczyzna;

- Magistrała południowa na trasie Jarosław–Pogórska Wola–Tworzeń–Odolanów;
- Magistrała północnozachodnia Lwówek–Szczecin–terminal LNG w Świnoujściu–Szczecin–Gdańsk;
- Układ zasilania centralnej Polski na trasie Gustorzyn–Rembelszczyzna i Gustorzyn–Odolanów;
- Układ zasilania północnej Polski na trasie Gustorzyn–Gdańsk;
- Układ przesyłowy na terenie Dolnego Śląska.

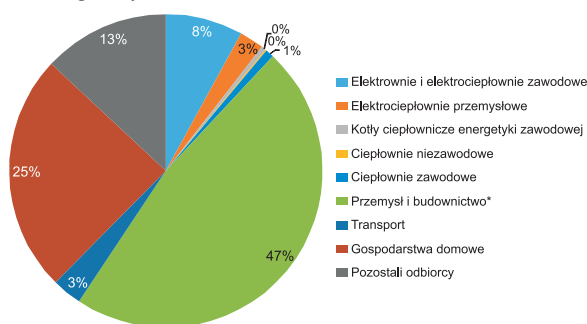
Punkty wejścia do Polski, na których operatorstwo sprawuje GAZ–SYSTEM

- Kondratki (tranzyt w kierunku Niemiec, z możliwością wprowadzenia gazu dla kraju poprzez Punkt Wzajemnego Połączenia (Włocławek i Lwówek);
- Drozdowice;
- Wysokoje;
- Tietierowka;
- Mallnow Rewers (przesył z Niemiec do Punktu Wzajemnego Połączenia);
- GCP (Grid Connection Point GAZ–SYSTEM/Ontras);
- Cieszyn;
- Terminal LNG.

Według danych GUS za 2016 r. prawie połowa gazu używana jest w Polsce przez przemysł i budownictwo, jedna czwarta przez gospodarstwa domowe, jedna ósma przez kotły ciepłownicze energetyki zawodowej, a 10 proc. to elektrownie i elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe. Największe zużycie gazu odnotowano w województwie mazowieckim, a najmniejsze w podlaskim (dane za 2016: GUS).

Zużycie gazu w Polsce z roku na rok rośnie i zgodnie z trendami światowymi przewiduje się, że będzie nadal rosło.

Wykorzystanie gazu w Polsce (według danych za rok 2016)



Źródło: Główny Urząd Statystyczny, Zużycie paliw i nośników energii w 2016 roku.

Rozwój infrastruktury jest warunkiem wzrostu zużycia gazu i rozwoju rynku gazowego

GAZ–SYSTEM od wielu lat przygotowuje sieć gazową do zwiększonego zapotrzebowania na przesył gazu. W ostatnich latach zrealizowano między innymi:

- budowę terminalu LNG,
- rozbudowę połączenia z Niemcami w Lasowie,

- budowę połączenia Polska–Czechy w Cieszynie,
- rozbudowę stacji gazowej we Włocławku, co umożliwiło zwiększenie zdolności odbioru poprzez Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP),
- uruchomienie połączenia w Mallnow, umożliwiającego przesył gazu z kierunku Niemiec do Polski.

Połączenie z rynkiem niemieckim i czeskim stworzyło możliwości przywozu gazu do Polski z rynków europejskich i korzystanie z giełd gazu.

Prowadzone są projekty mające na celu zwiększenie możliwości wprowadzania gazu do krajowego systemu przesyłowego z nowych kierunków i źródeł. Główne projekty to:

- gazociąg podmorski Baltic Pipe,
- nowe interkonektory,
- nowy systemowy Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu,
- rozbudowa terminalu LNG, tj. zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej, budowa trzeciego zbiornika LNG, drugiego nadbrzeża, instalacji przeładunkowej umożliwiającej transport kolejowy cystern z LNG.

W Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju na lata 2018–2027 w perspektywie roku 2022 przewidziane są nowe gazociągi o łącznej długości ponad 1900 km.

Projekty te doprowadzą do powstania elastycznej sieci przesyłowej, umożliwiającej uzyskanie pełnej swobody wyboru kierunku i źródła dostaw.

Planowane efekty rozbudowy systemu przesyłowego

Co będzie dalej? Przygotowujemy się na kolejne rekordy!

Według przewidywań analityków udział gazu ziemnego w światowym bilansie paliw energetycznych będzie rósł. W 2035 roku jego udział w światowym rynku energii może wynosić 25 proc. Zwiększy się także udział gazu używanego dla potrzeb transportu.

Gaz ziemny to ekologiczne źródło energii i ważne narzędzie w walce ze smogiem. Do sieci przesyłowej przyłączanych jest coraz więcej obiektów wytwarzających energię elektryczną i ciepło systemowe. GAZ–SYSTEM rozbuduje stosowną infrastrukturę do napełniania cystern, które dostarczają LNG do małych stacji regazyfikacyjnych, za pomocą których likwiduje się „białe plamy” gazownicze.

Dobowe ilości gazu przesłane w szczycie jesienno-zimowym 2017/2018 pozwalają domniemywać, że GAZ–SYSTEM jest już gotowy na przesyłanie coraz większych ilości gazu. Dowodem może być to, że 28 lutego 2018 r. krajowym systemem przesyłowym przesłano ponad 82,5 mln m³, z uwzględnieniem eksportu.

Paweł Kaczyński, Maria Błaziak, Pion Krajowa Dyspozycja Gazu, GAZ–SYSTEM.

Nowoczesne zarządzanie podziemnym magazynem gazu

Rafał Mrzygłód

Jednym z kluczowych celów strategicznych spółki Gas Storage Poland (GSP) na lata 2018–2022 jest optymalizacja kosztów operacyjnych działalności podstawowej. Optymalizacja kosztów zatłaczania gazu do komór magazynowych omawiana jest na przykładzie KPMG Mogilno. Nowoczesne zarządzanie procesem podziemnego magazynowania gazu wymaga precyzyjnej wiedzy o reakcjach podziemnych magazynów gazu (PMG) na zmieniające się warunki funkcjonowania.

Podstawowym elementem oceny efektywności ekonomicznej PMG są ich koszty eksploatacji, które w zderzeniu z możliwymi do uzyskania przychodami (za magazynowanie) decydują o zysku lub stracie. Optymalizacja eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu jest istotnym celem operacyjnym w zarządzaniu magazynem. Pomimo wielu prac poświęconych temu zagadnieniu nie jest ono do końca rozwiązane. Zmniejszanie się pojemności magazynów gazu w złożu soli kamiennej, zwane konwergencją, jest zjawiskiem nieuniknionym, jednak jego wielkość zależy między innymi od głębokości kawerny i sposobu eksploatacji magazynu. Zgodnie z praktyką eksploatacyjną, najpierw gaz zatłaczany jest do komory o dużej konwergencji, następnie o mniejszej, a na końcu do komory najpłytszej. W procesie oddawania gazu z komór magazynowych kolejność jest odwrotna. Jednak optymalizacja uwzględniająca tylko szybkość konwergencji komór magazynowych nie jest idealnym rozwiązaniem. Może się okazać, że utrzymanie reżimu eksploatacji minimalizującej efekt zmniejszania się objętości komór magazynowych powoduje wzrost kosztów pracy instalacji napowierzchniowej (gazowniczej), ponieważ zatłaczanie gazu do najgłębszych komór wymaga większych mocy kompresorów.

EKONOMIKA EKSPLOATACJI PMG

Teoretycznie koszty eksploatacji podziemnych magazynów gazu można podzielić na dwie grupy. Pierwsza obejmuje koszty, które muszą być poniesione bez względu na to, czy PMG znajduje się w trybie zatłaczania czy odbioru (muszą być poniesione również w trakcie przestoju pracy PMG) – zbiorczo nazywamy je kosztami stałymi. Natomiast koszty zmienne stanowią wydatki, których poziom zmienia się wraz z wielkością strumienia zatłaczanego/odbieranego gazu do/z PMG.

W praktyce kategoryzacja kosztów eksploatacji PMG nie jest jednak tak oczywista i jednoznaczna, dlatego ostatecznie postanowiono wprowadzić podział na koszty umownie stałe oraz umownie zmienne. Do pierwszych zostały zaliczone wynagrodzenia, koszty utrzymania ruchu zakładu, remonty oraz koszty kapitałowe (amortyzacja, odpisy z tytułu utraty objętości komór

magazynowych). Koszty umownie zmienne obejmują natomiast: zużyty gaz paliwowy, energię elektryczną, a także materiały pomocnicze (oleje, smary, metanol, glikol itp.) wykorzystywane do obsługi instalacji gazowniczej w procesie zatłaczania i oddawania gazu. Do wspomnianej grupy kosztów zaliczona jest także opłata eksploatacyjna.

Analiza kosztów eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu na przykładzie KPMG Mogilno wskazuje, że ważnym składnikiem kosztów umownie stałych jest odpis z tytułu utraty wartości PMG wskutek konwergencji, natomiast głównym elementem kosztów umownie zmiennych jest koszt zużytego gazu paliwowego, używanego głównie do pracy sprężarek przy zatłaczaniu gazu do komór magazynowych.

Na podstawie przedstawionych powyżej kwestii widać, że optymalizacja procesu zatłaczania gazu do komór magazynowych, uwzględniająca minimalizację zużycia gazu paliwowego oraz minimalizację konwergencji komór magazynowych, jest bardzo istotnym czynnikiem.

OPTIMALIZACJA ZATŁACZANIA GAZU DO KAWERNOWYCH PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU

W KPMG Mogilno obecnie eksploatowanych jest 14 komór magazynowych. Na ośrodku napowierzchniowym zainstalowane są trzy zestawy urządzeń sprężających, dwie sprężarki wirowe napędzane turbinami gazowymi oraz jedna sprężarka tłokowa wyposażona w silnik gazowy. Dodatkowo występuje możliwość zatłaczania gazu bez sprężania, gdy ciśnienie w rurociągu jest wyższe niż ciśnienie w komorach, które mają być napełniane.

- Strategia zatłaczania gazu do KPMG jest zależna głównie od:
- charakterystyki eksploatacyjnych sprężarek i obciążeniowych silników gazowych i turbin,
 - ograniczeń eksploatacyjnych silników, turbin i sprężarek,
 - struktury połączeń między komorami magazynowymi,
 - struktury połączeń komór magazynowych z systemem przesyłowym oraz parametrów hydraulicznych tego połączenia,



■ charakterystyki innych obiektów instalacji naziemnej.

Zadaniem dyspozytora jest określenie zmiennych w czasie, objętościowych wydatków gazu, tłoczonych przez instalację gazowniczą do komór magazynowych, przy równoczesnym spełnieniu warunków wynikających z ograniczeń technicznych, geologicznych oraz dobrych praktyk.

W celu przeprowadzenia możliwie dokładnej optymalizacji procesu zatłaczania gazu do komór magazynowych należy w modelu uwzględnić również:

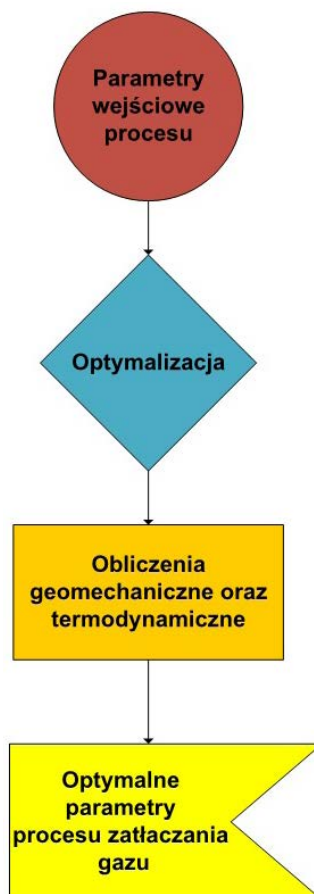
- przemiany termodynamiczne gazu w komorze magazynowej,
- zmiany objętości komory magazynowej na skutek konwergencji,
- przemiany termodynamiczne podczas przepływu gazu w kolumnie eksploatacyjnej.

Na rysunku przedstawiono analizowany skrócony schemat blokowy optymalizacji zatłaczania gazu do komór magazynowych w KPMG Mogilno.

* * *

Spółka Gas Storage Poland w swojej strategii na najbliższe lata kładzie duży nacisk na dyscyplinę kosztową w zakresie kosztów operacyjnych. GSP analizuje możliwość opracowania algorytmu służącego minimalizacji kosztów zatłaczania KPMG Mogilno. Szacuje się, że optymalizacja procesu eksploatacji KPMG może przynieść oszczędności w wysokości od kilku do kilkunastu procent kosztów zatłaczania gazu do komór magazynowych. Opracowany w ten sposób program komputerowy, służący do optymalizacji, będzie stosowany również jako narzędzie pomocnicze przy podejmowaniu decyzji dotyczących zarządzania pracą sprzężarek w KPMG. Ponadto, program ten byłby w stanie pełnić także funkcję systemu eksperckiego, który – emulując proces podejmowania decyzji przez człowieka – mógłby uniezależnić pracę PMG

Analizowany skrócony schemat optymalizacji zatłaczania gazu do komór magazynowych w KPMG Mogilno



od doświadczenia personelu oraz przynieść automatyzację procesów eksploatacyjnych w kawernach solnych.

dr inż. Rafał Mrzygłód, Biuro Strategii

Literatura:

Lall H. S., & Percell P. B., *A dynamic programming based gas pipeline optimizer. Control and Information Sciences*, 1990.

Ślizowski J., *Sprawozdanie merytoryczne z projektu badawczo-rozwojowego nr R0901701. Sterowanie procesem eksploatacji komór magazynowych gazu ziemnego w wysadzie solnym dla minimalizacji strat pojemności wywołanych konwergencją*, Kraków, 2008, IGSMiE PAN.

Thaule S.B., *Computational analysis of thermophysical and flow characteristics in gas caverns. SMRI Meeting*. El Paso, Texas, 1997.

Wong P.J., Larson R.E., *Optimization of natural-gas pipeline systems via dynamic programming. IEEE Transactions on Automatic Control*, 13 (5), 1968.

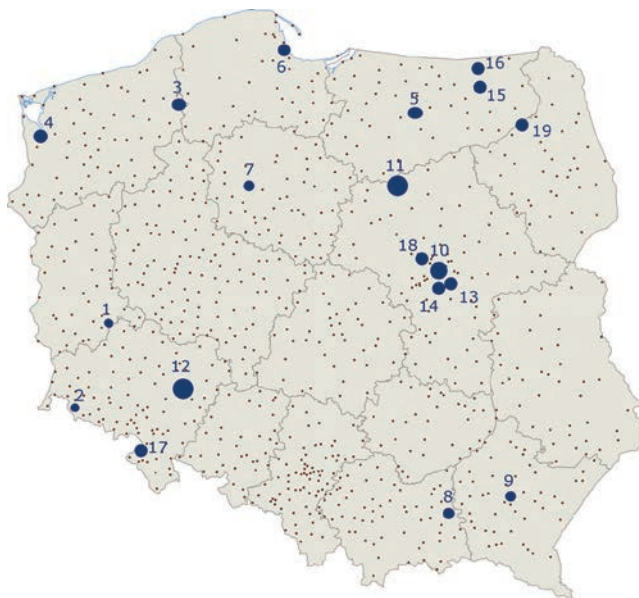
Klasy Energii – impuls dla rozwoju lokalnych rynków energii

Janusz Dobrosielski

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. (PTER), pełniąc w GK PGNiG funkcję centrum kompetencyjnego w obszarze rozwoju energetyki rozproszonej, zaangażowała się w rozwój Klasterów Energii (KE), ponieważ – w ocenie spółki – inicjatywy te stanowią istotny impuls dla rozwoju lokalnych rynków energii.

Uczestnictwo PTER w rozwijaniu inicjatyw klastrowych stanowi jeden z elementów działań GK PGNiG, ukierunkowanych na rozwój małych, lokalnych rynków energii. Aktywna działalność w strukturach Klasterów Energii jest doskonałym sposobem na pokazanie, iż GK PGNiG zainteresowana jest realizacją nie tylko dużych projektów inwestycyjnych, lecz coraz aktywniej włącza się w rozwój niewielkich, lokalnych przedsięwzięć inwestycyjnych. Klasy Energii stają się bowiem dla GK PGNiG doskonałym „poligonem doświadczalnym” dla pilotażowych projektów i produktów o charakterze innowacyjnym.

Rys. 1. Wykaz miejscowości, w których spółka zaangażowana jest w rozwój lokalnych rynków energii



- | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Bytom Odrzański (źródło własne) | 11. Mława (źródła dzierżawione) |
| 2. Świeradów Zdrój (źródło własne) | 12. Wrocław (źródła dzierżawione) |
| 3. Biały Bór (źródła własne) | 13. Karczew (członkostwo w KE) |
| 4. Szczecin (źródło własne) | 14. Piaseczno (członkostwo w KE) |
| 5. Olsztyn (źródła własne) | 15. Giżycko (członkostwo w KE) |
| 6. Gdańsk (źródła własne) | 16. Węgorzewo (członkostwo w KE) |
| 7. Bydgoszcz (źródła własne) | 17. Radków (członkostwo w KE) |
| 8. Tuchów (źródła własne) | 18. Nowy Dwór Mazowiecki |
| 9. Rzeszów | (członkostwo w KE) |
| (źródło własne i dzierżawione) | 19. Grajewo (członkostwo w KE) |
| 10. Warszawa (źródło własne) | |

Spółka aktywnie wspiera inicjatywy klastrowe

Spółka zaangażowana jest w rozwój kilku inicjatyw klastrowych, które z uwagi na lokalne uwarunkowania koncentrują swoje działania na najistotniejszych aspektach z punktu widzenia lokalnych społeczności.

Obecnie spółka jest członkiem następujących KE:

- „Innowacyjny i efektywny energetycznie Karczew”,
- „Czyste powietrze dla Gór Stołowych”,
- „Kraina Jezioraki”,
- „Mazurska energia”,
- „Ujścia Wkry i Narwi”,
- „Energetyczne Grajewo”.

KE „Efektywny energetycznie Karczew”

Celem uczestników KE jest stworzenie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego na terenie miasta Karczew. W tym celu planowana jest budowa dużego gazowego źródła kogeneracyjnego oraz sieci mniejszych gazowych źródeł kogeneracyjnych i trigeneracyjnych. Częściowe zastąpienie węgla kamiennego, spalane głównie w gospodarstwach domowych, odnawialnymi źródłami energii oraz wysokosprawnymi gazowymi źródłami wytwórczymi ma się przyczynić do znaczącej poprawy jakości powietrza atmosferycznego na terenie gminy Karczew i jej okolic.

Równie ważnym celem działania KE ma być wyzwolenie innowacyjności na terenie gminy Karczew, która w przyszłości ma szansę stać się kołem napędowym rozwoju gminy.

KE „Czyste powietrze dla Gór Stołowych”

Głównym celem KE jest gazyfikacja dwóch miejscowości na terenie gminy, a następnie intensyfikacja działań ukierunkowanych na likwidację niskiej emisji. Dbałość o jakość powietrza atmosferycznego na terenie gminy Radków wynika z jej specyficznej lokalizacji, tj. bezpośredniego sąsiedztwa Parku Narodowego Gór Stołowych. Realizacja inwestycji w ekologiczne i wysokosprawne źródła energii ma jeszcze jeden cel – poszerzenie oferty dla turystów i pielgrzymów – gości Parku Narodowego oraz Sanktuarium Matki Bożej Wambierzyckiej Królowej Rodzin, w którym od czerwca 2007 roku posługują



Podpisanie porozumienia powołującego KE przez członków-założycieli (Marek Zawadka – PGNiG TERMIKA S.A.).

franciszkanie z prowincji św. Jadwigi Zakonu Braci Mniejszych z Wrocławia, będący obecnie jednymi z największych wytwórców ciepła w gminie Radków, na razie niestety wytwarzanego z węgla kamiennego.

KE „Kraina Jeziorki”

KE skupia działalność na rozwoju infrastruktury służącej pomiarom i zdalnej transmisji danych nt. zużycia nośników energii oraz działaniach związanych z efektywnym gospodarowaniem nośnikami energii. Pozyskiwane dane pomiarowe posłużą m.in. do określenia rzeczywistych potrzeb energetycznych konkretnych obszarów KE, w celu zaprojektowania jednostek wytwórczych odpowiedzialnych za pokrycie zapotrzebowania na energię. Jednym z głównych kierunków działań członków KE, w którego realizację włączyła się spółka, jest rozbudowa systemu ciepłowniczego na terenie powiatu piaseczyńskiego oraz budowa gazowego źródła kogeneracyjnego.

KE „Mazurska Energia”

Jako główne kierunkowe cele tego KE przyjęto m.in. zapewnienie samowystarczalności energetycznej powiatów węgorzewskiego i giżyckiego, ograniczenie kosztów pozyskiwania energii elektrycznej, a dzięki temu ograniczenie kosztów prowadzenia działalności przez lokalnych przedsiębiorców. Członkowie KE planują zrealizować przedsięwzięcia inwestycyjne, ukierunkowane na poprawę efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych w miejscowościach Giżycko i Węgorzewo, przy zapewnieniu konkurencyjnych cen ciepła dla odbiorców końcowych. W Węgorzewie planowana jest budowa gazowego źródła koge-

neracyjnego – w realizację tego projektu inwestycyjnego włączyła się spółka.

KE „Ujścia Wkry i Narwi”

Założyciele KE, we wspólnej inicjatywie dostrzegają możliwość rozwoju innowacyjnych technologii na terenie miasta, w tym energetyki rozproszonej opartej na oszczędnościach generowanych przez lokalne wytwarzanie energii w sąsiedztwie jej odbiorców. Przedsięwzięcia inwestycyjne planowane do realizacji w ramach KE będą miały na celu zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w lokalnym rynku energii elektrycznej i ciepła, a także podniesienie konkurencyjności lokalnych przedsiębiorstw, m.in. poprzez dostęp do tańszych nośników energii.

Pierwszym wspólnie realizowanym przedsięwzięciem ma być budowa gazowego źródła kogeneracyjnego oraz systematyczny rozwój lokalnego systemu ciepłowniczego, również na bazie źródeł rozproszonych.



Podpisanie porozumienia powołującego KE Ujścia Wkry i Narwi.

KE „Energetyczne Grajewo”

W ramach KE planowana jest budowa gazowego źródła kogeneracyjnego, które zasilane będzie z budowanej przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. stacji regazyfikacji gazu skroplonego (LNG). Źródło kogeneracyjne dostarczać będzie ciepło do systemu ciepłowniczego PEC Grajewo oraz energię elektryczną bezpośrednio do obiektów miejskich. Członkowie KE planują zrealizować również kilka mniejszych projektów inwestycyjnych, związanych z poprawą efektywności energetycznej oraz jakości powietrza atmosferycznego.

KE „Mazurska energia” Certyfikowanym Pilotażowym Klastrem Energii

W sierpniu 2017 roku Ministerstwo Energii ogłosiło konkurs na Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. Do uczestnictwa w I konkursie akces zgłosiło 115 KE, z których 70 zakwalifikowało się do II etapu konkursu, tj. oceny merytorycznej. Wyniki konkursu zostały ogłoszone 9 maja br. 33 najwyżżej ocenione projekty otrzymały Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. Jednym z laureatów konkursu został KE „Mazurska energia”, którego członkiem jest PTER.

Dlaczego klastry?

Współpraca z lokalnymi samorządami w formule KE – w ocenie spółki – jest najefektywniejszym modelem modernizacji lokalnych systemów energetycznych, ponieważ działania członków KE

koncentrują się na bieżących, najbardziej palących problemach lokalnych społeczności. W większości przypadków wspólne działania koncentrują się na realizacji projektów inwestycyjnych ukierunkowanych na poprawę jakości powietrza atmosferycznego. Działania w tym obszarze z reguły polegają na częściowym zastąpieniu węgla kamiennego paliwami gazowymi oraz budowie odnawialnych źródeł energii. Drugim kluczowym obszarem działań uczestników KE jest realizacja projektów związanych z poprawą efektywności energetycznej lokalnych systemów energetycznych oraz obiektów z nich zasilanych.

Skuteczność tej formy współpracy wynika z otwartej formuły inicjatyw klastrowych oraz uczestnictwa w KE wyłącznie podmiotów zainteresowanych realizacją wspólnych projektów.

Co dalej?

Funkcjonowanie w strukturach KE otwiera GK PGNiG możliwość realizacji wielu innowacyjnych projektów inwestycyjnych, umożliwia też rozwój oferty produktowej. W tym celu PTER oraz PGNiG Gazoprojekt S.A., PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A., PSG Inwestycje sp. z o.o. i BOŚ Eko Profit S.A. postanowiły podjąć współpracę w obszarze zwiększania wolumenu wykorzystania paliwa gazowego na potrzeby energetyczne lokalnych społeczności, z uwzględnieniem gazu sieciowego, gazu skroplonego LNG oraz gazu ze źródeł lokalnych. Wspólne działania ukierunkowane są na ograniczanie niskiej emisji, redukcję emisji CO₂ do atmosfery, a także wzrost efektywności energetycznej lokalnych systemów energetycznych. Podpisa-



ne porozumienie umożliwi kompleksową realizację przedsięwzięć inwestycyjnych małej i średniej skali, począwszy od fazy koncepcyjno-projektowej, poprzez pozyskanie finansowania i realizację inwestycji, po wieloletnią eksploatację powstałego majątku w formule outsourcingu energetycznego.

Liczymy, że kompleksowa oferta GK PGNiG spotka się z zainteresowaniem lokalnych samorządów, przedsiębiorstw ciepłowniczych, a przede wszystkim Klastrow Energii.

Janusz Dobrosielski – PGNiG Termika Energetyka Rozproszona sp. z o.o.

Szanowni Państwo,
Zapraszam na

Studia Podyplomowe INŻYNIERIA GAZOWNICTWA



Studia o nowoczesnym gazownictwie, w tradycyjnej formule, wzbogacone o wizyty studyjne. Liczymy, że nasza oferta szkoleniowa spotka się z dużym zainteresowaniem. Gwarantujemy ciekawą tematykę i kreatywnie spędzony czas na zajęciach praktycznych.

**prof. dr hab. inż. Andrzej J. Osiadacz,
kierownik Studiów Podyplomowych**

Studia są dwusemestralne, realizowane w systemie weekendowym, co oznacza, że zajęcia odbywają się w sobotę i niedzielę (dwa weekendy w miesiącu). Łącznie zamykają się w 17 zjazdach, co przekłada się na 272 godziny dydaktyczne w postaci wykładów, ćwiczeń audytoryjnych i laboratoryjnych, wizyt studyjnych w Krajowej Dyspozycji Gazem (GAZ-SYSTEM S.A.), Centralnym Laboratorium Pomiarowo-Badawczym PGNiG SA, na terenie Kawernowego Magazynu Gazu w Mogilnie oraz tłoczni gazu ziemnego na gazociągu jamalskim, w Ciechanowie, stacji regazyfikacji gazu skroplonego w Zielonych Kamedulskich oraz terminalu LNG w Świnoujściu. Roczny koszt to 6000 zł. Studia kończą się projektem i egzaminami.

Zakres merytoryczny zajęć prowadzonych na studiach składa się z sześciu obszarów tematycznych:

Politechnika Warszawska

- I. komputerowe metody obliczeniowe sieci gazowych
- II. techniczne problemy transportu i magazynowania gazu
- III. techniczne problemy dystrybucji i użytkowania gazu
- IV. zasady efektywnej eksploatacji sieci gazowych
- V. liberalizacja rynku gazu w Polsce

Zgłoszenie uczestnictwa na SP IG odbywa się drogą elektroniczną poprzez witrynę Politechniki Warszawskiej pod adresem:
<https://rekrutacja.pw.edu.pl>

Zgłoszenie wymaga rejestracji w systemie PW.

dr inż. Małgorzata Kwęstarcz
sekretarz Studiów Podyplomowych
Email: malgorzata.kwestarcz@pw.edu.pl

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

- projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie współczynników i sposobu pobierania opłaty koncesyjnej (komunikat IGG nr 24-2018 z 09.05.2018),
- projekt ustawy o zmianie ustawy „Kodeks spółek handlowych” oraz niektórych innych ustaw (komunikat IGG nr 25-2018 z 21.05.2018),
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie wykazu usług kluczowych oraz progów istotności skutku zakłócającego incydentu dla świadczenia usług kluczowych (nr w wykazie prac legislacyjnych RM- RC39) (komunikat IGG nr 31-2018 z 04.06.2018),
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie progów uznania incydentu za poważny (nr w wykazie prac legislacyjnych RM- RC38) – (komunikat IGG nr 31-2018 z 04.06.2018),
- projekt rozporządzenia ministra energii w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych (komunikat nr 34/2018 z 15.06.2018),
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie dokumentacji cyberbezpieczeństwa systemów informacyjnych wykorzystywanych do świadczenia usług kluczowych (nr w wykazie prac legislacyjnych RM – RD387) (komunikat IGG nr 35/ 2018 z 20.06.2018),
- projekt rozporządzenia ministra cyfryzacji w sprawie warunków organizacyjnych i technicznych dla podmiotów świadczących usługi w zakresie cyberbezpieczeństwa oraz wewnętrznych struktur organizacyjnych operatorów usług kluczowych odpowiedzialnych za cyberbezpieczeństwo (nr w wykazie prac legislacyjnych MC – 111) (komunikat IGG nr 35/2018 z 20.06.2018),
- przygotowane przez Ministerstwo Technologii i Przedsiębiorczości oraz Urząd Zamówień Publicznych „Koncepcję nowego prawa zamówień publicznych” oraz „Założenia polityki zakupowej państwa” (komunikat IGG nr 36/2018 z 21.06.2018).

Zgłoszone przez firmy członkowskie uwagi przekazane zostały do stosownych ministerstw.

W związku z potrzebą likwidacji barier inwestycyjnych, wynikających z obowiązujących regulacji prawnych, w kwietniu br. IGG przekazała do Ministerstwa Energii, Ministerstwa Rozwoju i Inwestycji, Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii oraz Ministerstwa Infrastruktury przygotowany na podstawie opinii firm członkowskich pakiet uwag i propozycji zmian dokumentów prawnych, regulujących realizację zadań inwestycyjnych, m.in. takich jak prawo budowlane, prawo ochrony środowiska, gospodarka nieruchomości, ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i inne.

W kwietniu br. IGG przekazała do firm członkowskich informacje dotyczące Funduszy Norweskich. Norweski Mechanizm Finansowy oraz Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego (czyli tzw. Fundusze Norweskie i EOG) są formą bezzwrotnej pomocy zagranicznej, przekazywanej przez Norwegię, Islandię i Liechtenstein nowym członkom UE. Międzyrządowe umowy (*Memoranda of Understanding – MoU*), pozwalające na uruchomienie kolejnej, III edycji funduszy, zostały podpisane 20 grudnia 2017 roku. Obecnie prowadzone są prace mające na celu określenie szczegółowych obszarów, które będą wspierane w ramach danego programu oraz zasad prowadzenia naboru wniosków. O fundusze będzie można ubiegać się w ramach kilkunastu programów wskazanych w MoU. Mając na względzie działal-

ności prowadzone w ramach branży gazowniczej oraz ogólne zarysy planowanych programów, można będzie wnioskować o dofinansowanie w ramach czterech obszarów: rozwój przedsiębiorczości i innowacje (alokacja 85 mln euro), rozwój lokalny (alokacja 100 mln euro), badania (alokacja 110 mln euro) oraz środowisko, energia i zmiany klimatu (alokacja 140 mln euro). Wysokość dotacji może wynieść do 85% kosztów kwalifikowalnych projektu. W pierwszym kwartale 2018 roku odbyły się warsztaty konsultacyjne dla poszczególnych programów. Do końca czerwca 2018 roku zaplanowano opracowanie koncepcji programów i przekazanie do państw darczyńców. Do końca 2018 roku programy mają zostać zatwierdzone, a pierwsze konkursy będą ogłaszane na początku 2019 roku. Do tego czasu będzie można dokonać identyfikacji pomysłów, opracować wstępne projekty i przygotować się do ewentualnej aplikacji o środki w ramach Funduszy Norweskich. O postępach prac i planowanych konkursach IGG będzie informować na bieżąco.

IGG aktywnie działa również w ramach komitetu sterującego przy realizacji programu INGA. Łącznie wpłynęło 68 wniosków, wyczerpując zaplanowany dla programu budżet. Obecnie NCBIIR analizuje wszystkie wnioski pod względem formalnym, dokonywana jest też ich ocena merytoryczna przez ekspertów przemysłowych.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, wspólnie z innymi organizacjami samorządu gospodarczego energetyki, postanowiła aktywnie włączyć się w zainicjowany przez Piotra Woźnego, pełnomocnika prezesa Rady Ministrów ds. programu „Czyste powietrze”, Krajowy Program Likwidacji Niskiej Emisji (KPLNE). Celem programu jest koordynacja działań i inicjatyw na rzecz eliminacji niskiej emisji, realizowanych na poziomie zarówno rządowym, jak i samorządowym. W ramach współpracy IGG została zaproszona do opracowania ramowych założeń KPLNE w zakresie priorytetu nr 3 „Niskoemisyjne ciepłownictwo”. Opracowany wspólnie przez IGG i pokrewne organizacje samorządowe materiał przekazany zostanie pełnomocnikowi prezesa Rady Ministrów ds. programu „Czyste powietrze”.

Przed nami oczekiwany wakacyjny czas. Życzymy wszystkim wypoczynku i ciekawych, pełnych niezapomnianym wrażeń podróży.

W ostatnim kwartale do IGG przystąpiły:

- **Centrum Systemów Softdesk, S.C.**
- **Grażyna Rydlewicz, Maciej Rydlewicz**
ul. Beli Bartoka 24 lok. 93, 92-547 Łódź
www.softdesk.pl
- **GAS TRADING SA**
ul. Różana 8/10, 02-548 Warszawa
www.gas-trading.com.pl
- **UNIMOT SYSTEM sp. z o.o.**
al. Ks. Poniatowskiego, 03-901 Warszawa
www.unimot.pl
- **WEBX INWEST**
Szerokie 30, 20-050 Lublin
www.webx-inwest.pl

Cykl życia systemów bezpieczeństwa SIS zgodnie z normą PN-EN 61511:2017

Karol Jezierski

Z biegiem lat wraz z rozwojem wzrasta stopień skomplikowania, skala oraz możliwości produkcyjne obiektów technologicznych. Prowadzenie procesów technologicznych zawsze jest obciążone ryzykiem. Wnioski wyciągnięte na podstawie lat doświadczeń oraz chęci świadomej redukcji ryzyka w instalacjach procesowych doprowadziły do opracowania wytycznych dla przyrządowych systemów bezpieczeństwa (SIS – *Safety Instrumented Systems*).

Systemy SIS implementują przyrządowe funkcje bezpieczeństwa SIF (*Safety Instrumented Function*) o określonym poziomie nienaruszalności SIL (*Safety Integrity Level*) i są odpowiedzialne za redukcję ryzyka procesowego. W przypadku wystąpienia scenariusza awaryjnego ich zadaniem jest wykrycie parametrów krytycznych (np. wysokie lub niskie ciśnienie, temperatura itd.) oraz doprowadzenie procesu do stanu bezpiecznego wykorzystaniem urządzeń wykonawczych.

Cykl życia systemu bezpieczeństwa SIS

Odpowiednie zaprojektowanie oraz wdrożenie systemu SIS w przemyśle procesowym, tak aby skutecznie stosować urządzenia odpowiedzialne za bezpieczeństwo, zostało określone w normie sektorowej PN-EN 61511: 2017. Norma ta określa dobre praktyki inżynierskie dotyczące specyfikacji, projektu, instalowania, pracy, obsługi, weryfikacji, planowania oraz zarządzania przyrządowym systemem bezpieczeństwa. Cykl życia systemu bezpieczeństwa został określony jako 11 faz składających się z technicznych wymagań stawianych systemom bezpieczeństwa oraz metodyki zarządzania bezpieczeństwem funkcjonalnym.

Przegląd faz cyklu życia systemu SIS

Analiza zagrożeń i ocena ryzyka (*Process hazard and risk assessment*)

W tej fazie powoływany jest zespół, którego zadaniem jest określenie zagrożeń i zdarzeń zagrażających bezpiecznemu prowadzeniu procesu. Na tym etapie zostaje określone ryzyko, konsekwencje oraz częstotliwości występowania zdarzeń. W przypadku przekroczenia tolerowalnego ryzyka zespół definiuje wymagania dotyczące zredukowania ryzyka do tolerowalnego poziomu.

Przypisanie funkcji bezpieczeństwa warstwom zabezpieczeń (*Allocation of safety functions to protection layers*)

Po zidentyfikowaniu funkcji bezpieczeństwa zostają one przypisane do konkretnych niezależnych warstw zabezpieczeń. War-

stwa zabezpieczeń jest niezależna, jeżeli nie ma żadnych punktów wspólnych z innymi warstwami zabezpieczeń, które zostały zidentyfikowane jako redukujące ryzyko dla rozpatrywanego zagrożenia. Istnieją dwa ogólne typy warstw zabezpieczeń – proaktywne oraz prewencyjne.

Specyfikacja wymagań bezpieczeństwa (*SIS safety requirements specification, SRS*)

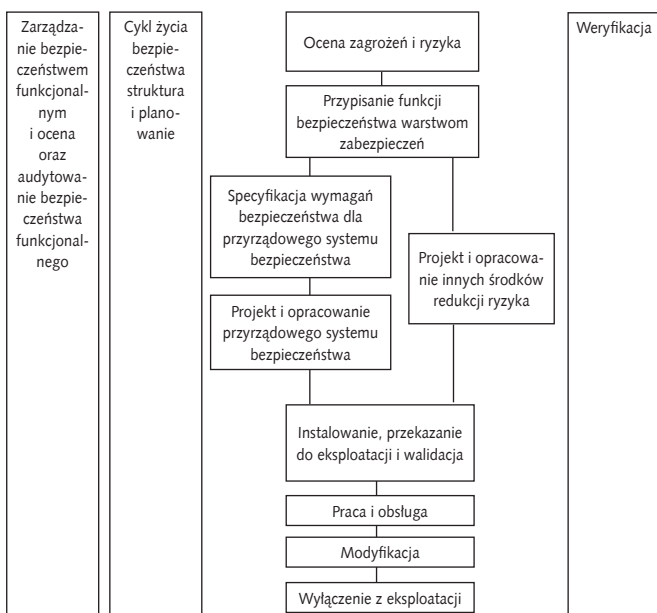
Głównym celem tej fazy jest stworzenie wymagań wystarczających do zaprojektowania przyrządowego systemu bezpieczeństwa. W związku ze złożonością problematyki specyfikacji wymagań bezpieczeństwa norma definiuje ogólne wytyczne, które powinny znaleźć się w wymaganiach. Specyfikacja powinna zawierać między innymi opis wszystkich przyrządowych funkcji bezpieczeństwa, definicję stanu bezpiecznego procesu dla każdej określonej funkcji bezpieczeństwa, czas odpowiedzi SIS, poziom nienaruszalności bezpieczeństwa SIF, opis pomiarów i działania SIS na proces, okresy między testami, wpływ warunków otoczenia, identyfikację rodzajów pracy itd.

Projektowanie i opracowanie SIS (*SIS design and engineering*)

Zgodnie z wytycznymi, w przypadku, gdy system sterowania procesem (BPCS/DCS) nie zostanie zakwalifikowany na zgodność z normą PN-EN 61511: 2017, system SIS powinien zostać zaprojektowany jako oddzielny oraz niezależny. Projektowany SIS powinien spełniać warunki odnośnie do odpowiedniego zachowania, jak również charakteryzować się odpowiednią tolerancją na defekty. Prawdopodobieństwo uszkodzenia na przywołanie każdej funkcji bezpieczeństwa SIF powinno być zgodne z warunkami określonymi w SRS.

Instalowanie i czynności walidacyjne SIS (*SIS installation and commissioning – safety validation*)

Instalacja SIS powinna przebiegać zgodnie z projektem oraz planem. Każde odstępstwo powinno podlegać odpowiedniej re-



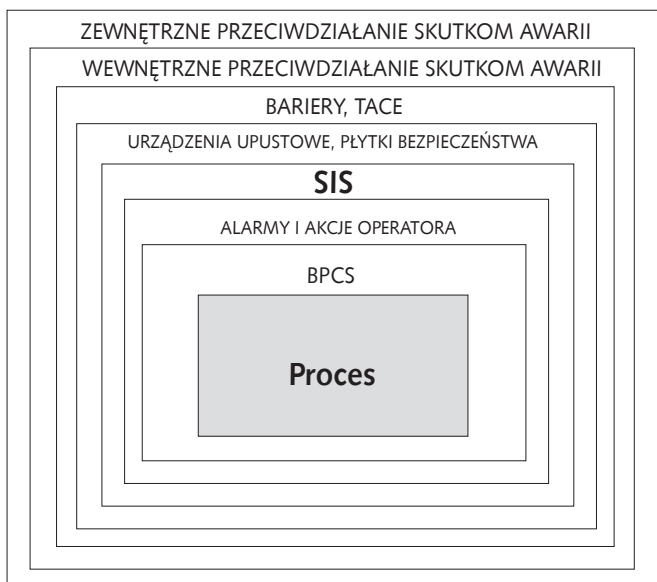
wizji, należy też określić jego oddziaływanie na bezpieczeństwo. System SIS podlega następnie walidacji, która ma na celu potwierdzenie osiągnięcia wymagań stawianych w SRS.

Praca i obsługa (*Operation and Maintenance*)

Wymagania zawarte w normie dla tej fazy mają na celu zapewnienie utrzymania wymaganego poziomu SIL dla każdej przyrządowej funkcji bezpieczeństwa SIF oraz stworzenie procedur konserwacji SIS, aby projektowany poziom bezpieczeństwa był zachowany.

Modyfikacja SIS (*Modification*)

Wszystkie modyfikacje SIS powinny być odpowiednio zaplanowane, przejrane oraz zatwierdzone przed wykonaniem zmian. Modyfikacja przyrządowego systemu bezpieczeństwa nie powinna wpływać na wymaganą nienaruszalność bezpieczeństwa SIS.



Wyłączenie SIS z eksploatacji (*Decommissioning*)

Wyłączanie SIS z eksploatacji zawiera wymagania podobne do wymagań odnośnie do modyfikacji i wszystkie czynności powinny być odpowiednio udokumentowane. Należy zapewnić, że wszystkie wymagane przyrządowe funkcje bezpieczeństwa SIF pozostają w stanie działania podczas wyłączania z eksploatacji.

Dodatkowo norma określa działania, które powinny być wykonywane w całym cyklu życia systemu bezpieczeństwa:

Planowanie zarządzania bezpieczeństwem funkcjonalnym (*Safety lifecycle structure and planning*)

Cykl życia systemu bezpieczeństwa SIS, który ma pozostać zgodny z wymaganiami normy, powinien zostać zdefiniowany w czasie planowania bezpieczeństwa. Należy zdefiniować każdą fazę cyklu życia przez określenie danych wejściowych, podejmowanych działań, danych wyjściowych oraz działań weryfikacyjnych.

Weryfikacja (*Verification*)

Każda weryfikacja powinna wykazać, że wymagane dane wyjściowe spełniają wymagania zdefiniowane dla odpowiedniej fazy cyklu życia SIS. Weryfikacje należy przeprowadzać przy przechodzeniu do kolejnej fazy cyklu życia systemu bezpieczeństwa, zgodnie z planem weryfikacji.

Zarządzanie bezpieczeństwem funkcjonalnym (*Management of functional safety*)

Celem zarządzania bezpieczeństwem funkcjonalnym jest dokumentowanie, monitorowanie oraz ocena czynności zarządczych, które należy przedsięwziąć, aby osiągnąć bezpieczeństwo funkcjonalne. Norma zwraca uwagę na konieczność określenia procedury realizacji oceny bezpieczeństwa funkcjonalnego FSA (*functional safety assessment*) po kolejnych etapach cyklu życia bezpieczeństwa SIS.

Od początku istnienia spółki EuRoPol GAZ jednym z jej priorytetów jest utrzymanie infrastruktury przesyłowej, zapewniające bezpieczeństwo prowadzenia procesu przesyłu gazu. Wdrażanie bezpieczeństwa funkcjonalnego pozwala spółce na zachowanie najwyższych standardów technicznych. Modernizacje instalacji na obiektach spółki umożliwiły osiągnięcie wymaganej nienaruszalności bezpieczeństwa dla systemów ESD oraz systemów wykrywania gazów wybuchowych i pożaru, co zostało potwierdzone przez niezależny zespół stosownymi ocenami FSA. W celu poprawy kompetencji oraz wiedzy kadry technicznej EuRoPol GAZ s.a. angażuje pracowników w działania na rzecz bezpieczeństwa. Działania te gwarantują utrzymanie infrastruktury zapewniającej niezawodność realizowanej usługi.

Autor jest specjalistą ds. automatyki w Biurze Eksploatacji Tłoczni w EuRoPol GAZ s.a.



Strażnik energii

Energetyka to specyficzny obszar gospodarczy. To jedno z najsilniejszych narzędzi w krajowej i międzynarodowej polityce, które może prowadzić do wojen surowcowych i paliwowych, ale też daje komfort życia ludziom. Po to, by ten komfort chronić, wymyślono urząd strażnika energii. Regulator rynku w każdym kraju jest gwarantem bezpieczeństwa konsumentów. W Polsce jest nim Maciej Bando.

Adam Cymer

Warszawiak od pokoleń, co w stolicy staje się rzadkością, wyedukowany w szkole na Saskiej Kępie. W zgodzie z rodzinną tradycją absolwent Politechniki Warszawskiej wydziału elektrycznego. Choć chyba także z zamiłowania, bo – jak wspomina – już pierwsze zabawki to były jakieś silniczki elektryczne. Tradycja zobowiązuje. Na jubileusz wydziału elektrycznego PW został zaproszony z ojcem, podobnie jak dwaj inni rodzinni absolwenci, co było wzruszającym wydarzeniem.

Studiował w burzliwych latach osiemdziesiątych – strajki studenckie – trzeba było dokonywać wyborów, wstąpienie do NZS określało jednoznacznie, ze świadomością ryzyka. Zaopatrywał kolegów w słynne wówczas „oporniki”. Ale nie traktuje siebie jako kombatanta.

Po studiach chciał zostać konstruktorem, ale dość szybko odkrył, że jednak lepiej czuje się jako organizator, w kontakcie z ludźmi, w mniej monotonnym otoczeniu. Postanowił zostać „prywaciarzem”, zmierzyć się z życiem nie „na etacie”, a na realnym rynku galopującej inflacji, braków w zaopatrzeniu, a jednocześnie kwitnącej przedsiębiorczości. Zajął się produkcją części zamiennych do samochodów, co w tamtych latach było dość powszechnym sposobem na przetrwanie. Przełomu transformacyjnego lat 1989/1990 jednak nie przetrwał, musiał firmę zlikwidować i poszukać czegoś „na etacie”. Tym pierwszym zatrudnieniem była Państwowa Agencja ds. Inwestycji Zagranicznych, efekt zmian ustrojowych. Poszukiwali nie urzędników, ale takich, co byli już po stronie rynku, mieli jakieś doświadczenie biznesowe. – *To było wielkie wyzwanie, w doskonałym otoczeniu – wspomina Maciej Bando. – Atutem tej pracy był dostęp do wiedzy, szkolenia ze znakomitymi ekspertami, którzy przekazywali wiedzę o uporządkowanej gospodarce rynkowej. Te słynne „brygady Marriotta” naprawdę uczyły nas ekonomii, prawa, zarządzania, doradztwa. Nie kryję, że moje doświadczenie zawodowe to pokłosie tamtych lat. Co prawda, agencję dość szybko zlikwidowano, ale już „złapałem bakcyła” doradztwa. Znalazłem ogłoszenie, że ambasada brytyjska po-*

szukuje kandydatów do realizacji rządowego programu British Know How Fund, dedykowanego krajom postkomunistycznym, który miał we współpracy z UNIDO stworzyć fundację rozwoju przedsiębiorczości. Początkiem tej pracy był półroczny staż w Wielkiej Brytanii. Było stu chętnych, trzech wygrało, wśród nich ja, z czego byłem bardzo dumny, bo wiem, kto się o ten staż ubiegał. Z tego projektu nic nie wyszło, bo strony nie zdołały się porozumieć, ale zdobyta wiedza została. I coś z tym kapitałem musiałem zrobić.

W tamtym czasie w obiegu gospodarczym pojawiło się takie zgrabne pojęcie – *business plan*. I mali, i duzi musieli taki dokument przygotować, by na przykład ubiegać się o jakieś źródła finansowania inwestycji. Maciej Bando uznał, że mając spore już doświadczenie w przygotowywaniu takich dokumentów, stworzy firmę, która się tym zajmie. I tak się stało, z dużym powodzeniem rynkowym – na brak zleceń nie narzekał – i sukcesem finansowym. Naturalnym kierunkiem rozbudowy oferty było świadczenie jakiegoś *follow-up*, wdrażającym swoje projekty i wiele firm przystało na to. Aż pojawiła się firma, duże przedsiębiorstwo rzemieślnicze, bardzo szybko rozwijające się, które było zainteresowane przekształceniem w grupę kapitałową. Maciej Bando podpisał kontrakt menedżerski i doprowadził proces do końca, zwieńczony później sprzedażą tej grupy wielkiej firmie giełdowej. Był także wiceprezesem zarządu dużej centrali handlu zagranicznego w branży rolniczej, która miała kłopoty i wymagała programu naprawczego. Udało się uzyskać potężną redukcję zadłużenia. Niestety, wdrożony program okazał się spóźniony. Kontakty w sektorze rolniczym zaowocowały tym, że przez pewien czas Maciej Bando był wiceprezesem rynku hurtowego, giełdy w Broniszach. Pozostawił tam trwałe ślady – to z jego inicjatywy do dzisiaj odbywają się w Broniszach targi staroci. – *Bardzo jestem rad, że ta inicjatywa trwa, ku zadowoleniu, jak wiem, klientów – mówi Maciej Bando. – Ale ten okres uprawiania doradztwa gospodarczego to wielowymiarowe doświadczenie. Mam satysfakcję, że byłem jednym*

z pionierów na tym rynku. Osobiście, jako jeden z pierwszych napisałem program emisji bonów dłużnych, prowadziłem projekty przekształcania grup kapitałowych na różnych poziomach konsolidacji, więc wiele wiem o kulisach powstawania dzisiejszych gigantów kapitałowych. Ale ta różnorodność sektorów i urozmaicone struktury właścicielskie podmiotów gospodarczych nauczyły mnie precyzyjnego myślenia o zarządzaniu, pozwoliły unikać branżowej rutyny. I jeszcze jedno – to doświadczenie pozwala mi powiedzieć, jak istotna jest umiejętność komunikacji, rozumienia racji wszystkich stron, bo to jest droga do osiągnięcia konsensu, a to jest ważne w biznesie.

W okresie prowadzenia doradztwa gospodarczego, zarządzania finansami, pojawiały się kontakty z sektorem energetycznym. Wreszcie doszło do spotkania z inżynierami energetykami, które skończyło się postanowieniem, by zrobić coś razem. I to już trwa dwadzieścia lat. Maciej Bando pracował w wytwarzaniu, dystrybucji, usługach systemowych. Na tych nowych obszarach działalności wielkim kapitałem była wiedza z zakresu przekształceń własnościowych i zarządzania finansami. W Grupie PGE, zanim została przekształcona i podzielona, uczestniczył w realizacji wielkich projektów inwestycyjno-prywatyzacyjnych. Jako szef projektu, prowadzonego pod auspicjami Banku Światowego, badał możliwość kupna połowy dystrybucji na Litwie. W Elektrowniach Szczytowo-Pompowych, które w Grupie PGE były narzędziem do realizacji projektów inwestycyjnych krajowych i zagranicznych, prowadził cały proces, unikalny wówczas, zakupu przez państwową spółkę innej państwowej spółki. – Co wcale nie było proste – wspomina. – Bo trzeba było płacić prawdziwymi pieniędzmi, a nie deklaracjami. Po kilku trudnych momentach – szczególnie ciężkich negocjacjach pakietu socjalnego – projekt udało się zrealizować, kupiliśmy EC Bydgoszcz. To miał być początek większego projektu, którego jestem współojcem, by Elektrownie Szczytowo-Pompowe stały się grupą ciepłowniczą, a więc nie tylko produkowały energię elektryczną z wody, ale też produkowały ciepło. Myśleliśmy jeszcze o Gorzowie i Wrotkowie.

Dzisiaj Maciej Bando spogląda na sektor z zupełnie innej pozycji – szefa Urzędu Regulacji Energetyki. – Wiedza zdobyta podczas pracy w sektorze energetycznym, jako zarządzający w spółkach wytwórczych i dystrybucyjnych, z punktu widzenia regulatora to jest skarb. Ktoś, kto nie pracował w przedsiębiorstwach przez siebie regulowanych, nigdy nie będzie dobrym regulatorem. Nie zrozumie tego, co reguluje. Bo trzeba znać to coś, na co ma się jakiś wpływ. I co najważniejsze – ta wiedza pozwala mówić tym samym językiem, co dla urzędników jest wielkim wyzwaniem. Urzędnicy często nie potrafią się wczuć w tę drugą stronę, bo my przecież musimy patrzeć także przez pryzmat interesariuszy niebędących konsumentami.

Misja regulatora w dzisiejszym świecie jest nie do przecenienia. Energia jest zbyt wrażliwym społecznie produktem, by pozostawić ją tylko energetykom. Bo ten sektor to jest taka inżynieria polityczna, łączenie czystej polityki z gospodarką. – Po to wymyślono urzędy regulacji, taki ich kształt, by oderwać je od polityki i by pełniły rolę strażnika, sygnalisty zagrożeń, rozjemcy, różnie te role można opisać – podkreśla Maciej Bando. – Mówienie, że wszystko załatwi „niewidzialna ręka rynku” to mit. Nie mam najmniejszych wątpliwości, że z racji siły oddziaływania tego sektora musi on być poddany nadzorowi ze

strony państwa. Totalnie wolny rynek jest dobry dla właściciela, dla akcjonariusza, ale nie zawsze dla konsumenta. Po to są regulatorzy, żeby mogli reprezentować konsumentów, a nawet ich zastępować i pokazywać, że nie zawsze skuteczne modele biznesowe są dla nich korzystne. To regulator, taki w cudzoziemstwie jeden silny konsument, może powstrzymać złe praktyki rynku. Nawet gdy mamy do czynienia z monopolami, regulator ma możliwość powiedzenia „nie tędy droga”. Nie tylko sankcjami. Powierzenie roli regulacyjnej bezpośrednio administracji państwowej w sytuacji, gdy to państwo de facto jest właścicielem firm z sektora, zmusza je do realizacji polityki rządu. Dlatego we wszystkich krajach regulator jest blisko rządu, ale to nie znaczy, że realizuje bieżącą politykę – musi patrzeć zdecydowanie dalej.

W dyskusjach o polskim rynku energii często pojawia się problem polityki energetycznej państwa, a raczej jej braku, bo nie jest systematycznie aktualizowana. – Nie stawiałbym polityki energetycznej na pierwszym miejscu – mówi Maciej Bando. – Raczej stawiałbym na tym miejscu politykę czy strategię gospodarczą państwa i z niej wywodził politykę energetyczną jako narzędzie do osiągnięcia określonych celów strategicznych. Ale chcę zwrócić uwagę na inny jeszcze aspekt sprawy – pewną niepewność w ostatnich dwóch latach, wynikającą z polityki unijnej, która generuje nam sporą liczbę ryzyk zaburzających polską politykę, a więc rozumiem ociąganie się z domknięciem tego dokumentu, żeby te ryzyka zewnętrzne zminimalizować. Ale nie można też fetyszyzować tego dokumentu. Przecież tak naprawdę wiemy, co się musi stać, jakie mamy zobowiązania, a hasło o braku polityki energetycznej bywa łatwym usprawiedliwieniem dla nicnierobienia. Jest jednak w obszarze polityki energetycznej jedna kwestia, której nie potrafię sobie wytłumaczyć – dlaczego tak opornie idzie nam budowa systemu wsparcia dla kogeneracji. Problemu tego doświadczam już po raz drugi, bo trzy lata temu, gdy wygaśł poprzedni mechanizm, było podobnie. Tu chodzi o żywotną dla nas wszystkich decyzję – tak czy nie, bo doświadczamy niepotrzebnej niepewności, zachwiania stabilności potrzebnych regulacji prawnych w żywotnej dla społeczeństwa kwestii – efektywnego dostępu do energii elektrycznej i życia w cieple.

W ubiegłym roku minęło dwadzieścia lat od uchwalenia prawa energetycznego i powołania Urzędu Regulacji Energetyki. – To bardzo refleksyjny jubileusz. Dla mnie, człowieka z zewnątrz, bo miałem nikłe doświadczenia z pracy w administracji państwowej – wejście do takiego grona, praca z takimi ludźmi, jakich tu zastałem, to największy zaszczyt. Wszystko, co z tego urzędu wychodzi, to zasługa nie moja, to zasługa wszystkich zespołów, które tu pracują. To ludzie, którzy budują ten urząd, w wielu przypadkach od jego początku, tworzą prawdziwie ekspercką ekipę, pilnującą naszego rynku energii w poczuciu wielkiej odpowiedzialności. Jest bowiem tak, że na końcu wszystkich projektów na rynku energii, krajowych i międzynarodowych, jest konsument i to on – poprzez płacone rachunki – będzie składał się na nasze bezpieczeństwo energetyczne. A zespoły ekspertów w urzędzie robią wszystko, by ta konsumencka składka była możliwie niska. Jestem przekonany, że siłą tej instytucji jest eksperckość. Dopóki utrzymujemy regulacje to zapewniamy, konsument może być spokojny.

Zmiany w przepisach regulujących kształt taryf gazowych

dokończenie ze str. 21

ty pozyskania paliw gazowych, do których – zgodnie z nowymi przepisami – zaliczyć można także już poniesione koszty zakupu paliw, dokonanego na poczet okresu, dla którego ustalana jest taryfa (§ 29 ust. 1 lit b rozporządzenia). Ponadto, przewidziano także możliwość skalkulowania w cenie paliw gazowych kosztów uzasadnionych, poniesionych w związku z realizacją obowiązku wynikającego z ustawy z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. Nowym rozwiązaniem jest również możliwość ustalania opłat za świadczone usługi magazynowania w trybie aukcji. W takim przypadku, analogicznie jak w przypadku usług przesyłania paliw gazowych, stawki opłat magazynowych ustalone w taryfie są stawkami minimalnymi. Ochronie przedsiębiorców, a zatem pośrednio również rozwojowi rynku, mają służyć także przepisy dotyczące ograniczenia wysokości opłat dystrybucyjnych w przypadku zmian we własności infrastruktury gazowej. Zgodnie z § 46 rozporządzenia, w okresie pięciu lat od momentu nabycia sieci gazowej opłaty dystrybucyjne uiszczane przez odbiorców przyłączonych do danej sieci przed jej nabyciem, będą korygowane o odpowiednie współczynniki. Rozwiązanie to ma umożliwić obniżenie opłaty dystrybucyjnej dla odbiorców przełączanych i zapewnić ochronę przed wzrostem cen usług transportu gazu, wynikających ze zróżnicowania wysokości stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych.

W rozporządzeniu wprowadzono także wiele przepisów dotyczących rozwiązań służących długofalowej perspektywy poprawy środowiska naturalnego. Regulacje te zasadniczo dotyczą dwóch aspektów – przyłączenia do sieci gazowej oraz informacji uzyskiwanych przez odbiorcę końcowego w celu wdrażania działań służących oszczędzaniu energii. I tak, w § 34 ust. 3 rozporządzenia przewidziano możliwość obniżenia w taryfie stawki opłat za przyłączenie do sieci dla odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych na obszarach, dla których na podstawie art. 91 ustawy z 27 kwietnia 2001 r. „Prawo ochrony środowiska” uchwalono programy ochrony powietrza. W zamyśle twórców rozwiązanie to ma stanowić zachętę do podejmowania decyzji o przyłączeniu do sieci gazowej przez tych potencjalnych odbiorców, dla których koszt przyłączenia stanowi barierę finansową. Ponadto, w obowiązującym rozporządzeniu przesądzono, że za montaż reduktora ciśnienia gazu i układu pomiarowego w istniejącym przyłączy, przy wykorzystaniu którego nie było dotychczas dostarczane paliwo gazowe, w celu uruchomienia odbioru paliw gazowych przez odbiorcę zaliczanego do grupy przyłączeniowej B podgrupy I nie pobiera się opłaty za przyłączenie. Brak opłaty dotyczy jednak tylko tych przypadków, w których nie zachodzi konieczność przebudowy przyłącza lub budowy bądź przebudowy punktu, zespołu gazowego lub stacji gazowej (§ 35 ust. 4 rozporządzenia). Powyższe przepisy mają stanowić zachętę do wymiany źródeł energii i ciepła z wysokoemisyjnych na wykorzystujące bardziej ekologiczny gaz ziemny, co powinno przyczynić

się również do poprawy jakości powietrza. Należy jednakże mieć na uwadze, że gaz ziemny, chociaż z powodzeniem konkuruje z olejami opałowymi, nadal pozostaje kosztownym źródłem ciepła w porównaniu z tradycyjnymi paliwami wysokoemisyjnymi. Zatem rzeczywisty zakres zmian będzie można ocenić dopiero z upływem czasu. Niewątpliwie jednak ułatwienia w postaci zmniejszenia kosztów przyłączania do sieci gazowej to krok w dobrym kierunku do szerokiej dostępności gazu ziemnego jako źródła energii.

Druga grupa rozwiązań wprowadzonych w celu ochrony środowiska naturalnego dotyczy zwiększania świadomości odbiorców końcowych w zakresie oszczędnego gospodarowania energią. W tym celu w rozporządzeniu dodano przepisy zmieniające zakres informacji przekazywanych wraz z rozliczeniem przez przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym, pobierającym paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h (§ 38 ust. 8 pkt 7 i 9 rozporządzenia).

Last but not the least należy również wspomnieć, że nowa regulacja w zakresie taryf gazowych uwzględniła przepisy rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu. W zakresie kosztów uwzględniono posiadanie przez operatora systemu przesyłowego konta regulacyjnego (§ 10 ust. 5 rozporządzenia). Jednakże, ponieważ przepisy rozporządzenia UE dotyczące konta regulacyjnego wchodzi w życie 31 maja 2019 r., przepisy rozporządzenia taryfowego w tym zakresie stosuje się od ww. daty. Zapewniono także zgodność regulacji krajowej w zakresie taryf przesyłowych z rozporządzeniem Komisji (UE), usuwając kolidujące normy prawne. Rozporządzenie dostosowuje również do przepisów unijnych regulacje w zakresie publikacji ciepła spalania paliw gazowych.

Konkludując, można pokusić się o twierdzenie, że mimo iż nowe rozporządzenie w zakresie taryf nie zmieniło zasadniczo wielu sprawdzonych rozwiązań funkcjonujących dotychczas, wprowadzone zmiany powinny przyczynić się do rozwoju rynku gazu, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz poprawy jakości powietrza, co należy ocenić pozytywnie. Biorąc jednakże pod uwagę, że nie wszystkie postulaty regulatora (tj. Urzędu Regulacji Energetyki) oraz sektora zasługujące na uwagę mogły być wprowadzone, wydawać się również może, że nowa regulacja pozostawia pewien niedosyt. Obszary te są kwestią otwartą, pozostawiającą pole do ulepszenia omawianej regulacji.

Autorka jest adiunktem w Instytucie Nauk Prawnych PAN oraz pracownikiem Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Energii.

Tekst wyraża poglądy autorki, a nie instytucji, z którymi jest związana zawodowo.

¹ R. Szczerbowski, B. Ceran, *Polityka energetyczna Polski w aspekcie wyzwań XXI wieku, Polityka energetyczna – Energy Policy Journal 2017*, tom 20, zeszyt 3, s. 18. Szerzej na temat polityki energetycznej Polski R. Rosicki *Poland's energy policy: main problems and forecasts*, Środkowoeuropejskie Studia Polityczne, 2017, no. 2, pp. 59–87 i cytowana tam literatura.

² M. Nowaczek-Zaremba, *Komentarz do art. 6as ustawy „Prawo energetyczne” w „Prawo energetyczne – komentarz”, tom 1 [red] Z. Muras, M. Swora, Wolters Kluwer 2016.*

Rynek mocy – incydent czy nowy model rynku energii

Juliusz Jankowski

TROCHĘ HISTORII

Przygotowanie polskiej wersji rynku mocy jest najbardziej przemyślaną i realizowaną metodycznie procedurą legislacyjną w obszarze polskiej energetyki.

Po raz pierwszy pierwowzór polskiego rynku mocy, scentralizowany rynek mocy, został – w swojej pierwotnej wersji – uruchomiony w roku 1999 na rynku PJM w USA.

W Europie, mimo faktycznego funkcjonowania wielu mechanizmów, przez wiele lat negowano konieczność uzupełnienia modelu jednotowarowego rynku energii o komponent mocy.

Mimo to w roku 2014 nastąpiło pierwsze wdrożenie konkurencyjnego rynku mocy. Znamienne, że takie wdrożenie nastąpiło w kolebce liberalizacji europejskiego rynku energii elektrycznej – Wielkiej Brytanii.

W Polsce prace nad nowymi rozwiązaniami wspomagającymi bezpieczeństwo dostaw energii rozpoczęły się na większą skalę już w roku 2012.

W efekcie działań prowadzonych pod auspicjami Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie na początku 2013 roku została przygotowana rekomendacja wskazująca na potrzebę wdrożenia w Polsce mechanizmów mocowych, z których jako najbardziej odpowiednie zostały wymienione rynek mocy, kontrakty różnicowe oraz rezerwa strategiczna.

Dalsze prace, realizowane w latach 2013 i 2014 przy dodatkowym udziale Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych oraz PGE SA i PSE SA, doprowadziły do przygotowania koncepcji wdrożenia scentralizowanego rynku mocy. Podobnie jak w Wielkiej Brytanii, mógłby on zostać uzupełniony o kontrakty różnicowe jako lepsze narzędzie w zakresie wsparcia rozwoju energetyki jądrowej.

Organizacje zaangażowane w przygotowanie analiz i propozycji rozwiązań, wspierane przez firmę doradczą EY, zaprezentowały wyniki prac przedstawicielom Ministerstwa Gospodarki jesienią 2014 roku, jednak w tym czasie nie udało się uzyskać akceptacji dla kontynuacji prac.

Temat potrzeby wdrożenia rynku mocy w Polsce powrócił na początku 2016 roku, po powołaniu do życia Ministerstwa Energii.

Zaczął się od prezentacji założeń przez Ministerstwo Energii w lipcu 2016 roku. Pierwsza wersja projektu ustawy została

przedstawiona jesienią tego samego roku, a ostateczny kształt ustawy o rynku mocy został przypieczętowany przez parlament 8 grudnia 2017 roku.

Potwierdzeniem dobrej jakości przygotowanej legislacji jest decyzja Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 roku, akceptująca wdrożenie w Polsce środka pomocowego w postaci rynku mocy.

Należy podkreślić, że uzyskanie tak szybkiej akceptacji polskiego rozwiązania było możliwe nie tylko dzięki nawiązaniu wczesnych kontaktów z Komisją Europejską, ale także aktywnym konsultacjom administracji rządowej z sektorem energetycznym w całym procesie tworzenia regulacji.

RYNEK MOCY – JAK TO DZIAŁA?

Z punktu widzenia celu wdrożenia rynek mocy jest rozwiązaniem, które ma gwarantować długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Cel ten ma być osiągnięty poprzez zapewnienie w systemie energetycznym ilości mocy wytwórczych wystarczających dla zrównoważenia popytu. Realizacja tego jest możliwa zarówno poprzez zapewnienie mocy wytwórczych, jak i poprzez pozyskanie zobowiązań do redukcji obciążenia po stronie odbiorców (DSR).

O ile faktyczne decyzje co do inwestycji, utrzymania bądź likwidacji mocy wytwórczych lub gwarantowania redukcji obciążenia w okresie zagrożenia należą do indywidualnych inwestorów, to właśnie rynek mocy ma stworzyć odpowiednie środowisko ekonomiczne, aby te decyzje były optymalne z punktu widzenia potrzeb odbiorców energii.

W praktyce oznacza to uruchomienie systemu opłat dla dostawców za zapewnienie gotowości dostawy odpowiedniej ilości mocy elektrycznych w okresach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii.

W modelu scentralizowanego rynku mocy – wdrażanym w Polsce – wysokość opłat będzie określana w wyniku aukcji przeprowadzanych centralnie przez Operatora Systemu Elektroenergetycznego.

Poza podmiotami krajowymi w aukcjach rynku mocy będą mogli uczestniczyć także dostawcy z sąsiadujących z Polską krajów Unii Europejskiej.

Podstawowym okresem, dla którego będzie określana wysokość opłat, będzie rok dostawy, czyli cały rok kalendarzowy. Aukcje roczne (główne) będą odbywały się w piątym roku przed okresem dostaw.

Realizacja aukcji głównych z tak dużym wyprzedzeniem ma pozwolić na udział w nich nie tylko jednostek wytwórczych już istniejących, ale także jednostek będących w fazie inwestycyjnej lub wręcz w fazie planowania.

W przeciwieństwie do jednostek istniejących, które w wyniku aukcji mogą otrzymywać wsparcie tylko na jeden rok kalendarzowy, jednostki nowe mogą w wyniku aukcji otrzymać wsparcie na okres od 5 do 15 lat. Takie podejście gwarantuje inwestorom większą przewidywalność przychodów i powinno ich zachęcać do podejmowania inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Biorąc pod uwagę widoczne zagrożenie możliwymi brakami mocy wytwórczych w latach 2021–2023, ustawa wprowadziła rozwiązanie polegające na przyspieszeniu okresu pierwszych płatności mocowych i zorganizowaniu już w roku 2018 aukcji głównych na lata 2021–2023. Przyspieszenie płatności powinno zapewnić finansowanie dla niezbędnych modernizacji istniejących jednostek w zakresie ich dostosowania do nowych standardów środowiskowych. Istnieje uzasadniona obawa, że brak dodatkowych płatności skutkowałby brakiem rentowności dla niezbędnych modernizacji i likwidacją istniejących jednostek, co powodowałoby poważne zagrożenie dla dostaw energii do odbiorców.

Poza aukcjami głównymi, na dostawy w okresach rocznych, wdrożony będzie także system aukcji dodatkowych, na których kontraktowane będą dostawy mocy na poszczególne kwartały roku kalendarzowego. Jest to rozwiązanie odmienne od rynku brytyjskiego, gdzie także dla aukcji dodatkowych obowiązuje okres roku kalendarzowego.

Uczestniczenie w aukcjach dodatkowych, realizowanych w roku poprzedzającym dostawę, będzie możliwe tylko w przypadku DSR, jednostek zagranicznych oraz jednostek wytwórczych wytwarzających rocznie więcej niż 30% energii w wysokosprawnej kogeneracji. W przypadku kogeneracji wdrożony kształt aukcji kwartalnej pozwoli odpowiednio uwzględnić zwiększoną dostępność mocy wytwórczych w sezonie grzewczym.

Wielkość mocy, jaka będzie pozyskiwana i opłacana na rynku mocy, będzie zależała od wielkości popytu, ale także dostępności w systemie mocy niebiorących udziału w aukcjach. Do takich jednostek należeć będą przede wszystkim jednostki OZE, korzystające z systemów wsparcia. Należy się spodziewać, że podobne podejście będzie ostatecznie zastosowane dla korzystających ze wsparcia jednostek kogeneracyjnych.

Ceny mocy będą określone na podstawie ofert dostawców, z uwzględnieniem ustalonej administracyjnie tzw. krzywej aukcyjnej, czyli zależności ceny od ilości mocy, które mają podlegać zakupowi.

Aukcje będą aukcjami z jednolitą ceną zamknięcia co oznacza, że wszyscy dostawcy których oferty zostały zaakceptowane w ramach aukcji będą otrzymywali wynagrodzenie w tej samej wysokości.

Ważnym aspektem rynku mocy w Polsce jest odniesienie zobowiązań i płatności dla dostawców mocy do mocy netto

dostarczanej do systemu elektroenergetycznego. Przy tym podejściu płatności nie będą przysługiwać autowytwórcom, czyli jednostkom wytwórczym, których energia jest wykorzystywana dla potrzeb przemysłowych w ramach jednej firmy. Może to stanowić istotne ograniczenie dla korzystania z rynku mocy przez jednostki tzw. energetyki przemysłowej.

CZY GAZ MA SZANSĘ NA RYNKU MOCY?

Ustawa i projekt przygotowanego na jej podstawie regulaminu rynku mocy nie wprowadzają wprost ograniczeń ani preferencji dla energetyki gazowej. W rynku mocy mogą uczestniczyć zarówno jednostki kondensacyjne CCGT, proste turbospoły gazowe, jak i jednostki kogeneracyjne, chociaż w tym przypadku można spodziewać się wykluczenia jednostek otrzymujących wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji. W przypadku jednostek wytwórczych o mocy <2 MWe uczestniczenie w rynku wymaga występowania w grupach o sumarycznej mocy przekraczającej ten limit.

Istotnym aspektem, wpływającym na efektywność korzystania z rynku mocy przez jednostki gazowe, mogą się stać zapisy wymagające potwierdzenia przez jednostkę wytwórczą rynku mocy zdolności dostawy mocy przez nieprzerwany okres, nie krótszy niż 4 godziny, z uwzględnieniem dostępności paliwa.

Problemy w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym gazu ziemnego nie zostały wymienione wprost w art. 58 ustawy jako ograniczające odpowiedzialność dostawcy mocy w przypadku niewywiązania się z obowiązku mocowego.

Do przyszłych rozważań prawnych należy zostawić analizę, czy i w jakich okolicznościach niezawiniony brak dostawy paliwa gazowego można będzie uznać za przejaw działania siły wyższej, wspomnianej też w art. 58.

Poza kwestiami paliwowymi istotnym aspektem udziału energetyki gazowej w rynku mocy jest jej konkurencyjność cenowa wobec innych technologii.

Oceniając konkurencyjność, na aukcjach rynku mocy, jednostek gazowych np. wobec jednostek węglowych pod uwagę trzeba wziąć nie tylko ich niższe nakłady inwestycyjne i koszty stałe wytwarzania. Niezbędne będzie także uwzględnienie wpływu na ofertę potencjalnej marży, jaką dana jednostka będzie w stanie uzyskać z rynku energii elektrycznej. Wyższa marża zmniejsza zapotrzebowanie na opłaty z rynku mocy, które są niezbędne dla pokrycia pełnych kosztów wytwarzania i polepsza konkurencyjność jednostki.

Przy obecnym poziomie cen na rynku krajowym energia kondensacyjna z istniejących jednostek gazowych nie jest konkurencyjna marżowo w porównaniu z energią z paliw węglowych. Sytuacja ta jednak może się diametralnie zmienić przy wzroście cen pozwoleń na emisję CO₂.

Ponieważ w praktyce wszystkie jednostki energetyki gazowej w Polsce wytwarzają co najmniej część swojej energii w kogeneracji, ich istotnym atutem będzie możliwość uwzględnienia w ofercie przychodów osiągniętych z rynku ciepła.

Dla nowych jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem rynek mocy może zaoferować gwarancję uzyskiwania zdefiniowanych opłat mocowych nawet na 17 lat.

Taka opcja może być szczególnie korzystna dla jednostek, które będą mogły wziąć udział w tegorocznej aukcji głównej

na rok 2021, kiedy należy spodziewać się szczególnie wysokiego zapotrzebowania na moc z nowych jednostek wytwórczych i wynikających stąd wysokich cen aukcyjnych.

W kontekście oceny szans kogeneracji gazowej na rynku mocy należy zwrócić uwagę na wzajemne wykluczanie się udziału w aukcjach mocy i korzystania z systemu wsparcia dla kogeneracji co, przez analogię z jednostkami zagranicznymi, wynika z zapisów zawartych w art. 16 ustawy.

RYNEK MOCY – POLISA CZY RULETKA?

Mimo że rynek mocy ma zapewnić opłacalność energetyki konwencjonalnej niezbędnej dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego przy stale zwiększającym się udziale dostaw energii ze źródeł OZE, to jednak jego konstrukcja nie przypomina wcale polisy ubezpieczeniowej i udział wymaga od dostawcy wdrożenia złożonych procedur zarządzania ryzykiem.

Pierwszym wyzwaniem będzie już samo przygotowanie się do certyfikacji i następnie udział w aukcji.

Na przykład w przypadku wytwórców kogeneracyjnych przygotowanie oferty, a następnie realizowanie dostaw z jednostek wytwórczych realizujących lokalne dostawy ciepła w powiązaniu z innymi jednostkami i takimi urządzeniami jak kotły wodne czy akumulatory ciepła, będzie znacznie trudniejsze niż w przypadku pojedynczych bloków w elektrowniach systemowych.

Z kolei wymuszone przez Komisję Europejską i jeszcze wzmocnione w regulaminie zobowiązanie do zabezpieczenia rezerw mocy na wypadek remontów jednostek wytwórczych wymusi nowy system planowania remontów. Koniecznością stanie się realizacja harmonogramów remontowych poszczególnych jednostek w ramach jednego kwartału kalendarzowego. Nawet krótki remont, obejmujący więcej niż jeden kwartał, to potencjalna strata przychodów nawet za oba okresy kwartalne.

Oceniając ryzyko związane z uczestnictwem w rynku mocy, należy uwzględnić dodatkowe płatności z tytułu niewykonania obowiązku mocowego.

Ustawa razem z zapisami propozycji regulaminu stwarzają zagrożenie karami, które rocznie mogą wynieść do dwukrotności planowanego przychodu z rynku mocy. Na sumę kar rocznych będą składały się kary za konkretne niewykonanie obowiązku mocowego w danym okresie zagrożenia.

Metodą na ograniczenie ryzyka niewykonania obowiązku mocowego będzie możliwość wykorzystania rynku wtórnego, czyli transakcji bilateralnych pomiędzy dostawcami posiadającymi nadmiar zdolności wytwórczych a tymi, którzy nie są w stanie wypełnić swoich zobowiązań.

TO JESZCZE NIE WSZYSTKO!

Mimo że ustawa została uchwalona i sam system rynku mocy został zaakceptowany przez Komisję Europejską jako zgodny z zasadami pomocy publicznej, jednak nie jest to równoznaczne z uzyskaniem pewności prawnej co do zasad funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Wynika to nie tylko z oczekiwania na niezbędne krajowe rozporządzenia określające szczegóły funkcjonowania systemu, ale przede wszystkim z niepewności co do kształtu regula-

cji Unii Europejskiej dotyczących zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

Ku powszechnemu zaskoczeniu, w opublikowanej w 2016 roku propozycji rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii zaproponowany został limit emisyjny w wysokości 550 g CO₂/kWh energii elektrycznej, co w sposób bezpośredni wyklucza z udziału w rynku mocy jednostki węglowe.

W przypadku Polski, w której większość jednostek wytwórczych wykorzystuje właśnie paliwo węglowe, utrzymanie tego ograniczenia podważa sens wdrożenia rynku mocy i dlatego „warunek 550” od samego początku jest ostro oprotestowywany przez naszych przedstawicieli w Unii Europejskiej.

W wyniku prac na poziomie Rady Europejskiej starania Polski doprowadziły do uzgodnienia zapisu, który, co prawda, podtrzymuje stosowanie zmodyfikowanego kryterium emisyjnego, ale jednocześnie wprowadza zapisy ograniczające jego stosowanie w przypadku systemów rynku mocy, które – tak jak system Polski – zostały uruchomione przed wejściem w życie rozporządzenia.

Niestety, z polskiego punktu widzenia znacznie gorzej przebiegły prace nad projektem rozporządzenia w Parlamencie Europejskim, ponieważ Komisja ds. Przemysłu, Badań Naukowych i Rozwoju (ITRE) przegłosowała dla istniejących jednostek wytwórczych o emisyjności do 550 g CO₂/kWh rozwiązanie ograniczające możliwość udziału w rynku mocy do pięciu lat.

Jednostki przekraczające próg emisyjny i oddane do eksploatacji po wejściu w życie regulacji byłyby wykluczone z udziału w rynku mocy.

Mimo że ustawa została uchwalona i sam system rynku mocy został zaakceptowany przez Komisję Europejską jako zgodny z zasadami pomocy publicznej, jednak nie jest to równoznaczne z uzyskaniem pewności prawnej co do zasad funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Poprzez faktyczne wykluczenie udziału jednostek węglowych, wdrożenie rozporządzenia w tej wersji prowadziłoby do nieefektywności rynku mocy jako narzędzia zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski.

Wobec odmienności stanowisk Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego co do kształtu rozporządzenia niezbędne będzie przeprowadzenie dalszych uzgodnień w celu wypracowania jednolitego stanowiska. Uzgodnienia te będą prowadzone w ramach tzw. procedury trilogu z udziałem także Komisji Europejskiej.

Jeśli chcemy, żeby ryzyko faktycznego odrzucenia polskiego rynku mocy się nie zmaterializowało w wyniku przyjęcia niekorzystnego tekstu rozporządzenia, druga połowa 2018 roku musi być okresem maksymalnej mobilizacji zarówno ze strony administracji rządowej, jak i samego sektora elektroenergetycznego w Polsce w celu przekonania do naszego rozwiązania dotychczasowych unijnych oponentów.

Autor jest głównym specjalistą ds. legislacji i innowacyjności, Departament Regulacji i Relacji Zewnętrznych, PGNiG Termika SA

Mechanizm bezpośredniego wsparcia efektywności energetycznej – doświadczenia i wyzwania

Marek Czaja, Paweł Płachecki

W powracających co pewien czas w rozważaniach dotyczących tzw. miksu energetycznego¹ w skali mikro (przedsiębiorcy, organizacje, jednostki samorządu) czy makro (ujęcie krajowe lub wspólnotowe) odżywa dyskusja dotycząca wyższości określonych sposobów wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła nad innymi, względnie wykorzystania danego rodzaju paliw i ich prymatu nad innymi. W realizowanej obecnie strategii redukcji emisji CO₂ argumentacja zwolenników szerszego wykorzystania odnawialnych źródeł energii czy pozyskania energii opartych na technologiach jądrowych ma oczywistą przewagę nad wykorzystaniem zasobów zgromadzonych w konwencjonalnych paliwach, zwłaszcza w węglu kamiennym lub brunatnym.

Niejednokrotnie uczestniczyłem w prowadzonych od zamierzalnych czasów i często akademickich rozprawach dotyczących sensu promowania określonej technologii (przypominających próbę udokumentowania wyższości świąt Wielkiej Nocy nad świętami Bożego Narodzenia), podczas których, niestety, umykał jeden bardzo istotny fakt. Energia, której nie zużyto, ale mimo to osiągnięto zamierzony efekt użytkowy (na przykład zapewniono komfort cieplny, wykonano pracę mechaniczną) jest dla nas w pewnym uproszczeniu najtańsza i najczystsza, bowiem można powiedzieć, że praktycznie bezkosztowa i niemająca negatywnego oddziaływania na środowisko. W tym właśnie miejscu pojawia się bardzo szerokie zagadnienie poprawy efektywności energetycznej jako rozwiązania, o którym wydaje się, że wszyscy wiedzą, ale nie mówią zbyt często lub wręcz – traktując jako oczywistość – zapominają o jego promowaniu. Poprawa efektywności energetycznej jest bowiem sama w sobie trudna do naocznego zaobserwowania dla przeciętnego człowieka, natomiast pewne wrażenie wywierają widoki turbin wiatrowych czy innych instalacji wytwórczych, które zapadają w pamięci, a z którymi pojawiają się w naszym umyśle pewne utożsamienia.

Istotną rolę w promowaniu działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w sposób systemowy odegrała ustawa z 15 kwietnia 2011 roku o efektywności energetycznej. Podkreślić należy, że już w art. 5 ww. regulacji wprost nakazano, iż: „osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, zużywające energię podejmują działania w celu poprawy efektywności energetycznej”. Dość ogólny zapis wspomnianego przepisu w tzw. miękkim sposobie nakładał obowiązek poprawy efektywności energetycznej na wszystkich, bowiem nie był skorelowany z regulacjami w zakresie obligatoryjnego celu uzyskania wymiernych oszczędności i ewentualnych sankcji za jego nieprzestrzeganie. Jednakże ustawodawca w dalszej części ustawy z 2011 roku w precyzyjny i szczegółowy sposób określił zasady systemu wspierania poprawy efektywności energetycznej, bazujące na mechanizmie certyfikowania uzyskanych oszczędności energii przy użyciu świadectw efektywności energetycznej zwanych popularnie białymi certyfikatami. W powstałym systemie wspierania poprawy efektywności energetycznej na określoną grupę podmiotów (tzw. podmioty

zobowiązane), a w praktyce przede wszystkim na przedsiębiorców, którzy prowadzą działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego, nałożono obowiązek pozyskiwania i umarzania białych certyfikatów lub uiszczenia opłaty zastępczej, uzależniając jej wysokość od wielkości przychodu powstałego ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego odbiorcom końcowym.

Nałożenie obligatoryjnego obowiązku pozyskania i umorzenia białych certyfikatów wykreowało rynek świadectw efektywności energetycznej, których zasady pozyskiwania określała ustawa z 2011 roku. W tym miejscu warto doprecyzować, że świadectwo efektywności energetycznej jest potwierdzeniem deklarowanej oszczędności energii, wynikającej z przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju, służących poprawie efektywności energetycznej, wydane dla podmiotu, który wygrał przetarg na wybór przedsięwzięć, których realizacja może zostać wsparta białym certyfikatem. Ogłaszany i rozstrzygany przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przetarg stanowił prekwalfikacyjną część procesu pozyskania białych certyfikatów, w którym uczestniczyli przyszli, szeroko rozumiani beneficjenci systemu wsparcia efektywności energetycznej – bowiem zarówno przedsiębiorcy, jak i osoby fizyczne mogły sięgnąć po biały certyfikat.

Pierwsze lata obowiązywania tak opisanego mechanizmu wspierania poprawy efektywności energetycznej zaowocowały stopniowym wzrostem zainteresowania białymi certyfikatami jako wymiernym wsparciem dla realizacji przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Niedobór certyfikatów względem zapotrzebowania do wykonania ustawowo określonego obowiązku skutkował niemal zrównaniem ich ceny z ustaloną sztywno wartością jednostkowej opłaty zastępczej (1000 zł/toe uzyskanych oszczędności). Jednocześnie przedsiębiorstwa zobligowane do wykonania ustawowego obowiązku podzieliły się na dwie zasadnicze grupy – pasywnych i aktywnych uczestników systemu wspierania efektywności energetycznej. Pierwsi, mając ustawowo zapisaną możliwość uiszczenia opłaty zastępczej jako sposób realizacji obowiązku, nie przejawiali większego zainteresowania w pozyskiwaniu białych certyfikatów. Natomiast aktywne podmioty zobowiązane

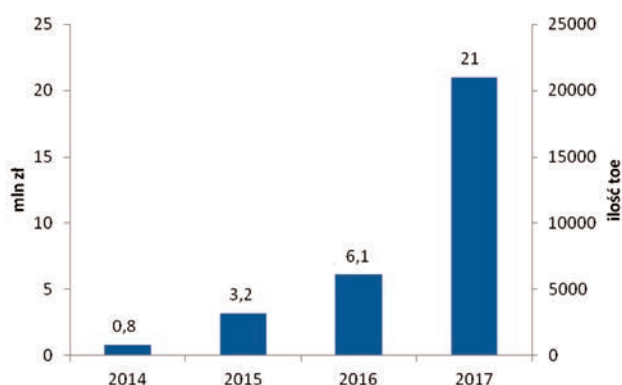
niejednokrotnie nie tylko pozyskiwały świadectwa efektywności energetycznej poprzez ich zakup na Towarowej Giełdzie Energii S.A., ale i poprzez ich pozyskanie wprost za realizację przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Aktywnym uczestnikiem systemu wspierania efektywności energetycznej niemal od samego początku jego powstania jest PGNiG SA, który jako lider po stronie podmiotów zobowiązanych (największy udział w łącznej wysokości obowiązku naliczanego odbiorcom końcowym) *de facto* jest predysponowany do aktywnego podejmowania wyzwań z zakresu poprawy efektywności energetycznej. Trendy, jakimi podążał proces pozyskiwania świadectw efektywności energetycznej w ujęciu całościowym widoczne są również z perspektywy procesu pozyskiwania białych certyfikatów przez PGNiG SA. Praktycznymi przykładami przedsięwzięć, które uzyskały białe certyfikaty są zrealizowane przez PGNiG SA działania, polegające na modernizacji indywidualnych źródeł ciepła KGZ Łąka, KGZ Żuchlów oraz PMGZ Swarzędów. Natomiast wraz z upływem lat do kolejnych przetargów zgłaszano również przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, których realizacja wymagała znacznych nakładów, a wyznaczenie uzyskanych efektów w postaci oszczędności energii pierwotnej nie było łatwe. Jako przykład takiego działania można wskazać zrealizowane przez PGNiG SA przedsięwzięcie polegające na modernizacji instalacji kriogenicznego odazotowania gazu ziemnego w Oddziale w Odolanowie.

Podsumowując dotychczasową aktywność PGNiG SA w obszarze pozyskiwania białych certyfikatów, podkreślić należy, że przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, które przez cały okres obowiązywania ustawy z 2011 roku zostały wsparte białymi certyfikatami, generują dla PGNiG SA średnioroczne oszczędności energii pierwotnej szacowane na poziomie 12 152 toe (141 330 MWh). Natomiast efekty środowiskowe, przełożone na spodziewane oszczędności finansowe (wynikające z braku konieczności poniesienia kosztów na zaoszczędzoną energię w przyjętym okresie eksploatacji zmodernizowanych obiektów, urządzeń lub instalacji) oszacowano na prawie 108 mln zł, czyli ponad 5-krotnie więcej niż szacowana wartość uzyskanych świadectw efektywności energetycznej.

Rewizja bazującego na ustawie z 2011 roku systemu wspierania poprawy efektywności energetycznej skutkowałą przyjęciem od 1 października 2016 roku wejściem w życie przepisów zawartych w ustawie z 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Podkreślić należy, że ustawodawca zdecydował się w wielu miejscach

Rys. 1. Szacowana wartość pozyskanych przez PGNiG SA świadectw efektywności energetycznej² oraz ich wolumen w latach 2014–2017



nowej ustawy o efektywności energetycznej na dość rewolucyjne zmiany, z których wydaje się, że najistotniejsza to ograniczenie możliwości uiszczania opłaty zastępczej jako sposobu na realizację ustawowego obowiązku. Skutkiem bezpośrednim jest wymuszenie na podmiotach zobowiązanych aktywnego poszukiwania przedsięwzięć generujących oszczędności zwłaszcza u odbiorcy końcowego, co znajduje odzwierciedlenie w ustawowo zapisanej możliwości wykorzystania wygenerowanych oszczędności energii finalnej u odbiorcy końcowego wprost jako sposobu na zrealizowanie obowiązku. Ewolucja w sposobie realizowania celu w zakresie poprawy efektywności energetycznej wymaga zatem nawiązania bliższych relacji pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego, skutkujących „przejmowaniem” generowanych u odbiorców końcowych oszczędności energii.

Jednocześnie podkreślić należy, że ustawa z 2016 roku oznacza również wydawanie świadectw efektywności energetycznej na nowych zasadach. Ustawodawca zrezygnował z wbrew pozorom korzystniejszego dla pozyskujących białe certyfikaty systemu przetargowego³. Świadectwa efektywności energetycznej wydawane są na wnioski podmiotu ubiegającego się o ich przyznanie, ale – co szczególnie istotne – dla przedsięwzięć, których realizacji jeszcze nie podjęto. Podmiot, który podejmuje realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej nie może już liczyć na pozyskanie wsparcia, które ma, co do zasady, stanowić formę zachęty do realizacji określonego zadania.

Regulacje zawarte w ustawie z 2016 roku oznaczają niepewność dla podmiotów zobowiązanych do realizacji ustawowego obowiązku. Podstawową wątpliwością jest pytanie o sposób realizacji obowiązku, gdy po 30 czerwca 2019 roku wyczerpią się obecnie dostępne na rynku zasoby białych certyfikatów, wydanych jeszcze pod rządami ustawy z 2011 roku. Rozwiązaniem sprzyjającym podmiotom zobowiązanych, w tym także PGNiG SA, jest możliwość rozliczenia poszczególnych lat z okresem trzyletniej karencji, co pozwala na przygotowanie strategii postępowania, ale wymaga podjęcia pewnych działań już dziś. Niewątpliwie dotychczas nabyte doświadczenia i aktywne uczestnictwo PGNiG SA w systemie wspierania przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej ułatwiają wypracowanie nowych rozwiązań i dostosowanie się do zmian w użytecznych mechanizmach promujących poprawę efektywności energetycznej.

Marek Czaja jest kierownikiem Działu Efektywności Energetycznej w Departamencie Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA. Paweł Plachecki jest starszym specjalistą ds. efektywności energetycznej w Departamencie Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA

¹ *Energy mix* – struktura produkcji i konsumpcji energii według kryterium nośników energii (np. prąd lub olej napędowy) lub sposobów wytwarzania. Miks energetyczny jest jednym z indeksów użytecznych w badaniu bezpieczeństwa energetycznego.

² Szacowana wartość świadectw efektywności energetycznej przy założeniu ich ceny na poziomie jednostkowej opłaty zastępczej.

³ Uczestnicy postępowania przetargowego sami wskazywali wolumen świadectwa efektywności energetycznej, o jaki zamierzają ubiegać się po rozstrzygnięciu przetargu, co – z jednej strony – wiązało się z ryzykiem odrzucenia oferty w przypadku zażądania zbyt dużej wartości świadectwa w odniesieniu do uzyskiwanych średniorocznie oszczędności energii pierwotnej, jednakże pozwalało na uzyskiwanie białych certyfikatów o wartości wyższej niż średnioroczne oszczędności energii. Natomiast w ustawie z 2016 roku ustawodawca już w samej definicji świadectwa efektywności energetycznej sprecyzował jego wielkość jako wartość średniorocznie uzyskiwanej oszczędności energii finalnej.

Wpływ pakietu regulacji MIFID II na funkcjonowanie rynku gazu

Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz

MIFID II oraz implementująca tę dyrektywę nowelizacja ustawy o obrocie instrumentami finansowymi znacząco wzmocnią wpływ regulacji rynków finansowych na funkcjonowanie rynku gazu, powodując m.in. zmianę struktury i zasad funkcjonowania giełdy gazu.

Od początku obecnej dekady europejski rynek gazu poddawany jest coraz dalej idącemu nadzorowi na poziomie wspólnotowym. W lipcu 2016 r. zakończył się proces wdrażania rozporządzenia REMIT¹, w ramach którego na uczestników rynku nałożono wiele obowiązków informacyjno-sprawozdawczych, których celem jest wzmacnianie integralności i przejrzystości hurtowego rynku gazu, pobudzenie otwartej i uczciwej konkurencji oraz zapobieganie manipulacjom na tym rynku. Była to również rewolucja w obszarze gromadzenia, publikowania i przetwarzania znaczących wolumenów danych dotyczących zdolności i wykorzystania infrastruktury gazowej oraz zawieranych w obrocie hurtowym kontraktów na dostawy gazu, dotyczących przesyłu gazu oraz ich instrumentów pochodnych.

REMIT to jednak nie koniec zmian. Rynek gazu właśnie wchodzi w kolejną fazę transformacji w związku z upływem 3 stycznia 2018 r. terminu implementacji przez państwa członkowskie Unii Europejskiej (UE) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych (...) (tzw. MIFID II). MIFID II jest najważniejszym elementem obszerne go pakietu regulacji, w skład którego wchodzi m.in. rozporządzenie MIFIR² oraz wiele aktów delegowanych i wykonawczych. Implementację MIFID II ma zapewnić nowelizacja ustawy o obrocie instrumentami finansowymi z 1 marca 2018 r. (Dz.U. z 6 kwietnia 2018 r., poz. 685 – dalej określana jako „nowelizacja UOIF”). Głównym celem MIFID II jest utworzenie zintegrowanego rynku finansowego, zapewnienie lepszej ochrony inwestorów, podniesienie poziomu zaufania oraz zapewnienie przyznania organom nadzoru finansowego skutecznych uprawnień do wykonywania ich zadań. Co jednak szczególnie istotne, dyrektywa ta będzie miała poważny wpływ na dalsze funkcjonowanie rynku gazu, ponieważ m.in.:

- istotnie rozszerzony został zakres kontraktów zawieranych na rynku gazu, które mogą zostać zakwalifikowane jako instrumenty finansowe, w tym towarowe kontrakty pochodne, rozliczane poprzez dostawę fizyczną, dla których instrumentem bazowym jest gaz ziemny,
- znacząco ograniczony został zakres wyłączeń zastosowania dyrektywy (w porównaniu z MIFID I, która z uwagi na zastosowanie wyłączeń generalnych w niewielkim stopniu znajdowała zastosowanie do kontraktów pochodnych zawieranych na rynku gazu),

- wprowadza nowy system obrotu – zorganizowaną platformę obrotu (OTF) oraz zasadę, zgodnie z którą wszystkie wielostronne systemy obrotu instrumentami finansowymi muszą funkcjonować zgodnie z przepisami MIFID II, dotyczącymi zorganizowanej platformy obrotu (OTF), wielostronnej platformy obrotu (MTF) albo rynków regulowanych,
- wprowadza obowiązki w zakresie utrzymywania limitów pozycji na rynkach towarowych instrumentów pochodnych oraz obowiązki w zakresie publikowania i raportowania do organu nadzoru danych o otwartych pozycjach dotyczących poszczególnych instrumentów oraz o przeprowadzonych transakcjach.

Kontrakty pochodne zawierane na rynku gazu będące instrumentami finansowymi

Uwzględniając treść sekcji C załącznika I do MIFID II, należy przyjąć, że katalog instrumentów finansowych obejmuje:

- 1) zbywalne papiery wartościowe (C 1),
- 2) instrumenty rynku pieniężnego (C 2),
- 3) jednostki uczestnictwa w przedsiębiorstwach zbiorowego inwestowania (C 3),
- 4) instrumenty pochodne (zwłaszcza wymienione w C4–C10, w tym towarowe kontrakty pochodne rozliczane przez fizyczną dostawę),
- 5) uprawnienia do emisji (C 11).

Należy przyjąć, że kontrakt towarowy na dostawę gazu ziemnego może stanowić instrument finansowy w rozumieniu MIFID II jedynie jako towarowy instrument pochodny, dla którego gaz ziemny będzie instrumentem bazowym. Towarowe kontrakty pochodne dotyczące gazu, wykonywane przez dostawę, mogą być klasyfikowane w następujących punktach sekcji C załącznika I do MIFID II: C 6 (towarowe kontrakty pochodne zawierane na rynkach regulowanych, MTF i OTF), C 7 (towarowe kontrakty pochodne nieujęte w C 6, a zatem zawierane poza systemami obrotu) oraz C 10 (szczególne rodzaje towarowych kontraktów pochodnych, nieobjęte punktami C 6 i C 7). Warto zauważyć, że – zgodnie z art. 7 rozporządzenia delegowanego 565/2017³ jako instrument finansowy z sekcji C 7 – należy kwalifikować nie tylko wymieniony tam wyraźnie kontrakt pochodny dotyczący towaru (np. kontrakt opcyjny, kontrakt typu futures czy kontrakt typu forward), ale tak-

że inny bilateralny kontrakt pochodny dotyczący towaru, rozliczany przez dostawę, niebędący kontraktem kasowym (spot), który nie został zawarty w celach handlowych (pojęcie „kontrakt zawarty w celach handlowych” dotyczy nielicznych kontraktów zawieranych z operatorami systemów elektroenergetycznych i gazowych) i który wykazuje właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych, tj. m.in. kontrakt:

- 1) stanowiący ekwiwalent kontraktu będącego przedmiotem obrotu na rynku regulowanym, MTF, OTF lub w podobnym systemie obrotu w państwie trzecim, w zakresie ceny, partii, terminu dostawy i innych warunków umownych oraz
- 2) znormalizowany tak, by cena, partia, termin dostawy i inne warunki określone były głównie poprzez odniesienie do regularnie publikowanych cen, standardowych partii lub standardowych terminów dostawy.

Oceny ekwiwalentności danego kontraktu należy dokonywać porównując go nie tylko z kontraktem dopuszczonym do obrotu w systemach obrotu (rynek regulowany, MTF, OTF) w danym państwie członkowskim, w którym jest zawierany, ale również z kontraktem dopuszczonym do obrotu w systemach obrotu w innych państwach członkowskich UE, a nawet w państwach trzecich, w których funkcjonują systemy obrotu spełniające podobne funkcje. Prześlanka „ekwiwalentności kontraktu” została wyjaśniona w pkt. 5) preambuły rozporządzenia delegowanego 565/2017, zgodnie z którym: „kontrakt pochodny należy uznawać za instrument finansowy w rozumieniu sekcji C pkt 7 (...) jedynie wówczas, gdy odnosi się do towaru i spełnia szereg kryteriów pozwalających stwierdzić, że dany kontrakt należy uznać za wykazujący właściwości innych pochodnych instrumentów finansowych i nieprzeznaczony do celów handlowych. Powinno to obejmować kontrakty znormalizowane, będące przedmiotem transakcji w systemach obrotu lub równoważne wobec nich kontrakty, gdzie wszystkie warunki takich kontraktów odpowiadają kontraktom będącym przedmiotem transakcji w systemach obrotu. W takim przypadku należy również rozumieć, że warunki tych kontraktów obejmują takie postanowienia, jak jakość instrumentu towarowego lub miejsce dostawy”.

Zmiany w zasadach funkcjonowania giełdy gazu w związku z implementacją MIFID II

Jedną z najważniejszych zmian wprowadzonych przez MIFID II jest ustanowienie nowego systemu obrotu instrumentami finansowymi w postaci zorganizowanej platformy obrotu (OTF). Zorganizowana platforma obrotu (OTF) to system wielostronny, niebędący rynkiem regulowanym ani MTF, w ramach którego umożliwia się interakcję wielu deklaracji gotowości zakupu i sprzedaży obligacji, strukturyzowanych produktów finansowych, uprawnień do emisji lub instrumentów pochodnych, składanych przez osoby trzecie w sposób skutkujący zawarciem kontraktu. Należy przy tym zauważyć, że na gruncie przepisów MIFID II nie są uznawane za instrumenty finansowe kontrakty pochodne stanowiące produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym w rozumieniu rozporządzenia REMIT, które muszą być wykonywane przez dostawę (rozliczane fizycznie), jeżeli są one przedmiotem obrotu na OTF. Wyłączenie to jest określane jako REMIT *carve-out*, przy czym zorganizowana platforma obrotu (OTF) nie może być prowadzona wyłącznie dla kontraktów typu REMIT *carve-out*.

Istotną cechą charakterystyczną OTF jest to, że wykonywanie zleceń na OTF odbywa się w sposób uznaniowy. Firma inwestycyjna lub

operator rynku prowadzący OTF działa uznaniowo w następujących przypadkach:

- a) kiedy decyduje o złożeniu lub wycofaniu zlecenia na prowadzonej przez siebie OTF;
- b) kiedy decyduje, że nie zestawi danego zlecenia klienta ze zleceniami dostępnymi w systemie w danym czasie, pod warunkiem że jest to zgodne ze szczegółowymi wskazówkami klienta i jego obowiązkami.

Zgodnie z art. 1 ust. 7 MIFID II, wszystkie wielostronne systemy obrotu instrumentami finansowymi mogą funkcjonować wyłącznie jako MTF lub OTF albo jako rynek regulowany. Prowadzenie OTF stanowi działalność inwestycyjną wymagającą zezwolenia organu nadzoru finansowego.

Ze względu na opisane powyżej zmiany Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) rozpoczęła proces dostosowania rynków terminowych towarowych (RTT) prowadzonych dla gazu do nowych przepisów, obejmujący m.in. przekształcenie RTT w OTF i wdrożenie zasady uznaniowości. Zgodnie z regulaminem obrotu Rynku Towarów Giełdowych TGE, obowiązującym od 27 grudnia 2017 r., zasada uznaniowości polega na możliwości wprowadzenia ograniczenia maksymalnej wielkości wolumenu w pojedynczym zleceniu, które może być złożone na rynek dla danego instrumentu.

Zgodnie z przepisem przejściowym w art. 17 nowelizacji UOIF, spółka prowadząca giełdę towarową i rynek regulowany, która w dniu wejścia w życie nowelizacji w ramach prowadzenia giełdy towarowej wykonuje działalność w zakresie odpowiadającym działalności zorganizowanej platformy obrotu, może wykonywać tę działalność na dotychczasowych zasadach, nie dłużej jednak niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie nowelizacji UOIF. Jeżeli w celu kontynuowania działalności w zakresie prowadzenia zorganizowanej platformy obrotu spółka, w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie nowelizacji UOIF, złoży wniosek o udzielenie zezwolenia na prowadzenie OFT, działalność ta może być prowadzona przez spółkę na dotychczasowych zasadach do dnia ostatecznego rozstrzygnięcia w sprawie takiego wniosku przez Komisję Nadzoru Finansowego (KNF).

Jak wynika z informacji publikowanych przez TGE, prawdopodobnie przez okres około 12 miesięcy od daty wejścia w życie nowelizacji UOIF, RTT będzie funkcjonował jako tzw. PreOTF, na którym przedmiotem obrotu będą instrumenty, które dotąd były notowane na RTT – umożliwiła to opisany powyżej art. 17 projektu nowelizacji UOIF. Podmioty dopuszczone do działania na RTT będą dopuszczone do działania na PreOTF, a zasady prowadzenia notowań będą zgodne z obowiązującymi na RTT, z uwzględnieniem zasady uznaniowości. Transakcje zawarte na PreOTF będą uznawane przy wypełnianiu „obliga giełdowego” (art. 24 nowelizacji UOIF).

Na koniec warto zwrócić uwagę, że dopiero wejście w życie nowelizacji UOIF implementującej MIFID II tworzy podstawy prawne dla wprowadzenia w polskim porządku prawnym zorganizowanej platformy obrotu OTF, w tym dla wydania przez KNF na rzecz TGE ewentualnego zezwolenia na prowadzenie OTF.

Autorzy są radcami prawnymi w Kancelarii Wawrzynowicz&Wspólnicy.

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. UE. L z 2011 r. L 326 s. 1).

² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 600/2014 z 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie nr 648/2012.

³ rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2017/565 z 25 kwietnia 2016 r. (...) (Dz.U. UE. L 87 z 31.03.2017 r. s. 1).

Metan z pokładów węgla – inwestycja w przyszłość

Ważnym wydarzeniem na tegorocznej konferencji Gazterm w Międzyzdrojach był panel dyskusyjny pt. „Przedeksploatacyjne wydobycie metanu z pokładów węgla w kontekście dywersyfikacji źródeł gazu dla Polski i ochrony środowiska”. Patronem tej sesji było działające przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa Międzynarodowe Centrum Doskonałości w Zakresie Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM).

Michał Drabik z Europejskiej Komisji Gospodarczej, Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNECE) w Genewie, sekretarz Grupy Ekspertów ds. Metanu z Kopalń Węgla, w wygłoszonym referacie powiedział m.in., że obniżenie śladu węglowego przemysłu energetyczno-górniczego nie musi się wiązać, jak chcieliby tego niektórzy, z jego zamknięciem. Skutek ten można bowiem osiągnąć poprzez zastosowanie łatwo dostępnych rozwiązań i technologii. Znana jest technologia wychwytywania i sekwestracji dwutlenku węgla, tak zwany CCS. Nie wolno zapominać o ogromnym potencjale, który niesie ze sobą przechwytywanie i wykorzystanie metanu z kopalń węgla, czyli CMM.

Skuteczne zarządzanie zasobami CMM jest jednym z najbardziej efektywnych i łatwo dostępnych sposobów na ograniczenie śladu węglowego omawianego sektora. Przyczynia się ono nie tylko do zmniejszenia emisji, ale przynosi też inne korzyści, takie jak podniesienie bezpieczeństwa pracy pod ziemią, zwiększona wydajność kopalni, łatwy dostęp do lokalnie wytworzonej energii oraz poprawa jakości powietrza w danej okolicy czy regionie. CMM ma olbrzymi potencjał, który nadal nie został całkowicie odkryty. Podczas gdy niektórzy już go dostrzegli, inni wciąż go nie doceniają. Fakt, że PGNiG SA zdecydowało się zaangażować w projekty ukierunkowane na przechwytywanie metanu z pokładów węgla – czy to w trakcie ich eksploatacji (CMM), czy przed jej rozpoczęciem (CBM), jest – według mnie – najlepszym dowodem na to, że jest to temat wart uwagi. Dlaczego? Ponieważ inwestycja w metan z pokładów węgla to inwestycja w przyszłość. Inwestycja, dzięki której PGNiG uzyskuje dostęp do olbrzymich rezerw łatwo dostępnego surowca, pozwalający firmie na dalsze zdywersyfikowanie swoich źródeł oraz, jak przystało na spółkę z większościowym udziałem Skarbu Państwa, na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Nie wolno również zapominać, że możliwość ujmowania metanu występuje w całym cyklu istnienia kopalń. Oznacza to, że pozyskiwanie gazu może następować nie tylko przed czy w trakcie eksploatacji pokładów węgla, ale także po jego zakończeniu (AMM).

W Polsce problem zamykania kopalń jest obecny i z upływem lat będzie jedynie narastał. Część kopalń została już zamknięta, a wiele innych czeka na swoją kolej w nadchodzących latach. Zagospodarowanie AMM może stanowić ekonomicznie opłacalny sposób redukcji emisji gazów cieplarnianych. Innymi słowy, w określonych okolicznościach pozwoli ono nie tylko na ograniczenie zanieczyszczeń, ale także na uzyskanie docho-

du i wygenerowanie zysku. Grupa Ekspertów podjęła decyzję o utworzeniu, wspólnie z zainteresowanymi partnerami lokalnymi, siatki niezależnych, samofinansujących Międzynarodowych Centrów Doskonałości do spraw CMM, operujących pod auspicjami UNECE. Obecnie istnieją dwa takie centra, jedno w Polsce, którego PGNiG jest współzałożycielem, głównym fundatorem i aktywnym członkiem, a drugie w Chinach. Rozważane jest także uruchomienie kolejnych.

Raymond C. Pilcher, przewodniczący Grupy Ekspertów ds. Metanu z Kopalń Węgla Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ, omówił historię działalności górniczej związanej z wydobyciem węgla kamiennego oraz eksploatacją metanu. Zwrócił uwagę, że oprócz nierozstrzygniętych uwarunkowań prawnych pojawiło się wiele nowych kwestii technicznych i ekonomicznych, na przykład określenie rozmiaru bariery bezpieczeństwa wokół odwiertu, która ma pozostać nienaruszona w procesie eksploatacji węgla, a także czy firma mająca koncesje CBM powinna otrzymać kompensację finansową z powodu obniżenia produktywności odwiertów w efekcie eksploatacji pokładów węgla. Brak jednoznacznych regulacji w tych kwestiach wymusza uzgadnianie i wypracowywanie konsensu z udziałem zainteresowanych stron. Koordynacja i uzgodnienie działań pomiędzy firmami prowadzącymi działalność wydobywczą węgla kamiennego i metanu, była jedynym sensownym sposobem na minimalizację zakłóceń i przerw.

Jim Marshall, wiceprezydent Raven Ridge Resources Inc., zwrócił uwagę, że doświadczenia amerykańskie pokazują, iż połączenie procesu wydobycia metanu z pokładów węgla nienaruszonych eksploatacją górniczą (CBM) z procesem odmetanowania (CMM) może przynieść wiele korzyści gospodarczych (produkcja metanu, ograniczenie kosztów związanych z budową systemów wentylacyjnych, szybsze wydobycie węgla) czy środowiskowych (ograniczenie ilości uwalnianych gazów cieplarnianych do atmosfery). W kwestii możliwości zagospodarowania metanu na terenie Polski wiceprezes firmy RR podkreślił, że aby potencjał został odpowiednio wykorzystany potrzebne jest zrozumienie specyfiki złóż, wypracowanie odpowiednich regulacji prawnych i środowiskowych, dostosowanie i wprowadzenie odpowiednich procesów technologicznych. Wydaje się, że właściwe byłoby wykorzystanie doświadczeń z rynku amerykańskiego w celu zbudowania własnego modelu, dostosowanego do uwarunkowań europejskich i polskich.

Opr. Stanisław Zwolan i Adam Cymer

PGNiG kupuje LNG w USA i buduje pozycję globalnego gracza

PGNiG SA podpisało porozumienia z dwoma producentami LNG z USA dotyczące długoterminowych kontraktów na zakup tego surowca. Porozumienia podpisało z firmami Port Arthur LNG oraz Venture Global LNG. Obie amerykańskie spółki realizują projekty budowy terminali skraplających gaz ziemny, zlokalizowanych nad Zatoką Meksykańską, których oddanie do użytku planowane jest na lata 2022 i 2023.

PGNiG jest w trakcie realizacji szczegółowych analiz prawnych i technicznych projektów. Równoległe będą prowadzone rozmowy dotyczące warunków wiążących umów zakupu LNG, na mocy których PGNiG odbierać będzie od każdego z amerykańskich partnerów po 2 mln ton LNG rocznie, co po regazyfikacji daje łącznie około 5,5 mld m³ gazu ziemnego.

– Dla PGNiG to bardzo ważny krok w rozwoju działalności na rynku skroplonego gazu ziemnego. Po pierwsze, chcemy w ten sposób dywersyfikować strukturę importu LNG do Polski, szczególnie po wygaśnięciu kontraktu jamalskiego w 2022 r. – powiedział **Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA**. – Po drugie, odbieramy surowiec z USA z myślą o rozbudowie naszego portfela tradingowego. Wolumeny, które będą w stanie zaoferować amerykańscy partnerzy, pozwolą PGNiG na rozwinięcie działalności na globalnym rynku handlu LNG – dodał Piotr Woźniak.

– Uważnie analizujemy możliwości kolejnych producentów w USA co do przyszłego eksportu LNG i planujemy ewentualne kontrakty z dużym wyprzedzeniem. Amerykańscy partnerzy są w stanie zaoferować nam konkurencyjne ceny i elastyczne warunki współpracy – powiedział **Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu ds. handlowych PGNiG SA**.

Podpisane dzisiaj porozumienia dotyczą zakupu LNG w formule FOB (free-on-board). Oznacza to, że sprzedający dostarcza surowiec na statek w porcie załadunku. Od tego momentu nabywca odpowiedzialny jest za ładunek

i transport, co daje nabywcy elastyczność i możliwości handlu ładunkami LNG w skali globalnej. Dotychczas zawierane kontrakty na dostawy LNG zawierały formułę DES (delivered-ex-ship), tzn. sprzedający dostarcza LNG do portu rozładunku, a więc odpowiada za transport i wszelkie związane z nim ryzyko.

Port Arthur LNG, spółka należąca do Sempra LNG & Midstream, planuje rozpoczęcie działalności swojego terminalu w Teksasie w 2023 roku.

– Z ogromnym zadowoleniem witamy PGNiG w gronie kluczowych klientów projektu Port Arthur LNG – powiedział **Octavio Simoes, prezes Sempra LNG & Midstream**, która jest spółką-córką grupy Sempra Energy, notowanej na nowojorskiej giełdzie. – Cieszymy się z możliwości współpracy z PGNiG przy finalizacji umowy, dzięki której w przyszłości będziemy mogli zaoferować amerykańskie LNG dla PGNiG w korzystnej cenie, na elastycznych warunkach i z pewnością dostaw, a tym samym zapewnić surowiec po konkurencyjnych cenach dla polskiego rynku i innych europejskich rynków gazowych – dodał.

Venture Global LNG chce załadować pierwsze metanowce w terminalu Calcasieu Pass w 2022 roku, a w terminalu Plaquemines w 2023 roku. Obie te instalacje zlokalizowane będą w Luizjanie.

– To dla nas zaszczyt, że wśród naszych partnerów znalazło się PGNiG, jeden z liderów rynku energetycznego w tej części Europy, który chce zabezpieczyć długoterminowe dostawy LNG – oświadczyli wspólnie **Mike Sabel i Bob Pender, prezesi Venture Global LNG**. – PGNiG dołącza tym samym do grona naszych globalnych partnerów, takich jak Shell, Edison, Galp i BP w projekcie Calcasieu Pass i staje się jednym z kluczowych partnerów projektu Plaquemines LNG – dodał.

Dokumenty podpisano 26 czerwca br. podczas odbywającej się w Waszyngtonie Światowej Konferencji Gazowej (World Gas Conference).

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO IGG

W drugim kwartale odbyły się dwa posiedzenia plenarne KST – 16 kwietnia i 18 czerwca. Decyzją Zarządu IGG dokonano zmian w dokumencie „Standaryzacja techniczna IGG”, które pozwoliły na uzupełnienie składu KST o czterech nowych przedstawicieli GAZ-SYSTEM – Anetę Korda-Burzę, Krystiana Liszkę, Mirosława Małką i Marka Wiśniewskiego. Obecnie KST liczy 28 członków.

Na posiedzeniach plenarnych rozpatrywano m.in. wnioski kierowników zespołów roboczych:

- 16 kwietnia rozpatrzone wnioski kierownika ZR 27 o zatwierdzenie po nowelizacji uzgodnionego standardu ST-IGG-2701, następnie Zarząd IGG 11 maja ustanowił standard po nowelizacji. Po wydrukowaniu będzie w sprzedaży pod koniec czerwca;
- wnioski kierowników zespołów ZR 2, ZR 6, ZR 28 i ZR 35 o zatwierdzenie zakresu prac, harmonogramu i budżetu dla nowo opracowywanych i nowelizowanych standardów.

W kwietniu zakończyła prace grupa ekspertów powołana przez Zarząd IGG do oceny konieczności opracowania nowych standardów IGG dotyczących stacji regazyfikacji LNG, w związku z udzieleniem przez PGNiG SA licencji na wykorzystanie w tym celu norm zakładowych PGNiG. Z raportu przedstawionego w kwietniu br. przez tę grupę ekspertów wynika, że celowe jest podjęcie prac nad opracowaniem nowych standardów IGG. Ogłoszono nabór kandydatów do pracy w zespole, na początek lipca planowane jest spotkanie

inaugurujące prace. Zainteresowanie firm członkowskich IGG jest duże, do 20 czerwca zgłoszono już 19 osób. Obecnie w sprzedaży jest siedem standardów okładowych, równoważnych normom zakładowym PGNiG dotyczącym stacji regazyfikacji LNG.

Zespół Roboczy nr 35, który ma opracować DS dotyczący parametrów technicznych biogazu wprowadzanego do sieci, podczas pierwszego spotkania wyłonił kierownika zespołu, Pawła Filanowskiego (PSG), oraz dwóch jego zastępców:

- Grzegorza Maciejewskiego (PGNiG O/CLPB),
- Mariusza Macikowskiego (EWE).

W czerwcu odbyło się spotkanie podzespołu ZR 2, którego członkowie mają opracować standard ST-IGG-0203 *Stacje pomiarowe* i przeprowadzić nowelizację ST-IGG-0205. Pracami kieruje Andrzej Klimowicz (PGNiG O/CLPB), jeden z trzech zastępców kierownika ZR 2.

Inny podzespół ZR 2, którego pracami kieruje Adam Jarek (PSG), zastępca kierownika ZR 2, przeprowadził nowelizację standardu ST-IGG-0201:2015. Ponieważ podczas ankiety nie wpłynęły żadne uwagi do standardu, zgodnie z dokumentem Standaryzacja Techniczna IGG, nie będzie zwoływana konferencja uzgodnieniowa.

Podczas Walnego Zgromadzenia IGG, które odbyło się w czerwcu, przedstawiono informację o działalności KST, w której zwrócono uwagę, że w pracach zespołów roboczych obecnie bierze udział tylko 25 firm członkowskich.

Na bieżąco prowadzona jest sprzedaż dokumentów standaryzacyjnych, zarówno w wersji papierowej, jak i elektronicznej.

Sekretariat KST



Lider w poszukiwaniach i wydobyciu

PGNiG od lat jest jedną z największych spółek paliwowych w Europie Środkowo-Wschodniej. Firma dostarcza gaz ziemny i ropę naftową dla odbiorców indywidualnych, instytucji, a także największych przedsiębiorstw.

PGNiG stale rozwija segment poszukiwań i wydobywania gazu oraz ropy naftowej, stawiając na dywersyfikację dostaw.

Obecnie prowadzi odwierty i eksploatację złóż w Polsce, Norwegii oraz w Pakistanie.