

wrzesień 2022

Przegląd gazowniczy

nr 3 (75)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

INICJATYWY ŚRODOWISKA GAZOWNICZEGO



SYMPOZJUM „Gazownictwo w dobie kryzysu”

Zakopane, 13–15 stycznia 2023

Piątek, 13 stycznia

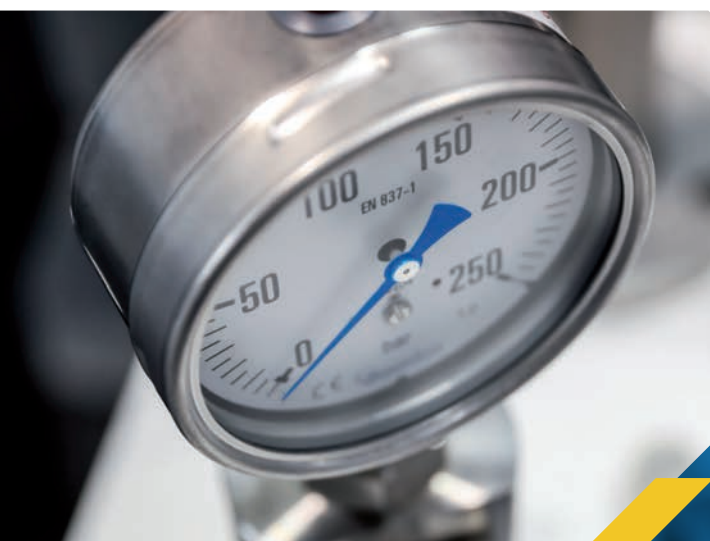
Wieloaspektowe działania gazownictwa w nowych warunkach gospodarczych

Sobota, 14 stycznia

**Kierunki reformy gazownictwa na tle planów UE
i krajowej polityki gospodarczej**

Zamówienia publiczne i rynek inwestycyjny w dobie kryzysu finansowego

Szczegółowe informacje: www.igg.pl



Targi Kielce 30th LAT YEARS
exhibition & congress centre

**Izba
Gospodarcza
Gazownictwa**

EXPO GAS

**XII Targi
Techniki Gazowniczej**
19-20 kwietnia 2023, Kielce

Zapisz się już dziś!

ZOSTAŃ WYSTAWCĄ



patronat medialny

Przegląd
Gazowniczy

www.expo-gas.pl

W bieżącym numerze „Przeglądu Gazowniczego” wracamy myślami do VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który odbył się w końcu czerwca br. z wiodącym hasłem: „Rynek gazu w nowych realiach”. Wpisaaliśmy się w powszechny trend poszukiwania nowego ładu w wielu obszarach życia publicznego, politycznego, gospodarczego, a także poszczególnych sektorów gospodarki. Debaty te były nadzwyczaj konstruktywne. Panuje powszechne przekonanie, że konieczna jest kontynuacja reform strukturalnych, a wręcz przyspieszenie programów rozwojowych, wsparte programami finansowymi i dotacjami ze środków publicznych. Pozwoli to wzmocnić innowacyjność wielu segmentów gospodarki, ożywi też rynek finansowy w kierunku poszukiwania odpowiednich instrumentów inwestycyjnych. Taka strategia powinna być adresowana do tych branż, które będą decydować o przyszłości sektora energii, dzisiaj bardzo dotkniętego kryzysem. Szczególnie, że ich plany rozwojowe podporządkowane są logice Zielonego Ładu, a więc wzmacniają tendencje do redukcji emisji. Polski rynek gazu w nowych realiach okazuje się odporny na możliwe zagrożenia. Dzięki poczynionym wcześniej inwestycjom strategicznym, takim jak gazoport, interkonektory czy *Baltic Pipe*, pozyskiwanie gazu z różnych źródeł jest zapewnione, a magazyny gazu są zapełnione prawie w stu procentach. Kolejne inwestycje są realizowane zgodnie z planem, scenariusze planistyczne liderów sektora gazu pozostają realne. Debaty na polskim rynku raczej koncentrują się na zdefiniowaniu realnych i ambitnych celów polityki energetycznej w długiej perspektywie i określeniu narzędzi, które pozwolą na jej realizację. Cieszy także, że powstają prawno-regulacyjne dokumenty na poziomie krajowym, odpowiednie do zmieniającego się rynku w kierunku „zielonej” energii. Izba Gospodarcza Gazownictwa jest aktywnym uczestnikiem tych prac, a co ważne – w swoich strukturach powołała Centrum Nowych Technologii, związane z obszarem transformacji energetycznej. W uchwale kongresowej podkreślamy, że w procesie

dekarbonizacji gospodarki nowe technologie wymagają pilnych uregulowań systemowych oraz systemów wspierania inwestycji. W działaniach IGG mamy programy szkoleniowe zwiększające aktywność firm w poszukiwaniu scenariuszy realizacji działań na podstawie opracowanych strategii. Członkowie Izby Gospodarczej Gazownictwa są w tej dogodnej sytuacji, że samorząd gospodarczy wspiera ich aspiracje, doradza i szkoli w zarządzaniu projektami. Tematem wydania tego numeru są inicjatywy środowiska gazowniczego, realizowane od prawie dwudziestu lat (jubileusz w przyszłym roku). Publikowane materiały wskazują na skalę inicjatyw IGG w zakresie wsparcia funkcjonowania sektora gazowniczego na zmieniającym się rynku, w zakresie legislacji i regulacji, poprzez prace zespołów uczestniczących w procedowaniu nowych rozwiązań prawnych, oraz w zakresie wspierania innowacyjności i kształcenia kadr poprzez programy szkoleniowe, warsztaty techniczne czy wreszcie studia MBA. Zespoły problemowe analizują szeroki obszar funkcjonowania rynku gazu, jak pozyskiwanie funduszy unijnych czy wypracowanie dobrych relacji inwestor–wykonawca w postaci Kodeksu Dobrych Praktyk. Wieloletnie doświadczenie IGG wskazuje, że samorząd gospodarczy coraz bardziej doceniany jest przez administrację publiczną, relacje są coraz bardziej partnerskie, nie tylko urzędowe. Wobec wciąż nowych wyzwań w sektorze gazowniczym jest to liczący się kapitał w kreowaniu wspólnoty firm członkowskich.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)
Rafał Pazura (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)
Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)
Anna Krupa-Cristescu (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)
Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)
Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)
Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)
Ewa Kukulska-Zajac (INiG-PIB)
Arkadiusz Piłat (Transition Technologies S.A.)
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA S.A.)
Marta Szygenda (PGNiG SA)
Bartosz Pijawski (PGNiG SA)
Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 37, 22 631 08 38
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
tel. 601 968 520
e-mail: ksiezopolska@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 Inicjatywy środowiska gazowniczego – Teresa Laskowska
- 13 Rozwój gospodarki wodorowej a przyszłość branży gazowniczey w Polsce – Wojciech Kietliński
- 17 FIT FOR 55 – najważniejsze zagadnienia – Bartosz Prugar
- 22 Działania Izby Gospodarczej Gazownictwa w zakresie biometanu – Paweł Filanowski
- 25 Sieci gazowe i ich usytuowanie – Bartosz Prugar
- 26 Dlaczego wodór jest przyszłością – Wacław Bilnicki
- 29 Tankowanie pojazdów zasilanych gazem sprężonym CNG – Bartosz Prugar
- 31 15-lecie Komitetu Standardu Technicznego – Eliza Dyakowska

NASZ WYWIAD

- 35 W ostatnich dwóch latach obserwujemy wykładniczy rozwój OZE w Polsce. Rozmowa z Ireneuszem Zyską, pełnomocnikiem rządu ds. OZE, sekretarzem stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska



35

VIII KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

- 37 Rynek gazu w nowych realiach

PGNiG SA

- 42 Urządzenie do pobierania próbek skroplonego gazu ziemnego LNG – wynalazek opracowany przez PGNiG



42

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 44 Oferta urządzeń techniki grzewczej i fotowoltaiki to odpowiedź na oczekiwania rynku

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 46 Miejsca krytyczne ochrony katodowej gazociągów wysokiego ciśnienia
- 48 PSG wśród najbardziej atrakcyjnych pracodawców w Polsce
- 49 PSG na VIII Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego

GAZ-SYSTEM

- 50 Gazociąg podmorski *Baltic Pipe* połączony z systemami przesyłowymi Polski i Danii



50

PGNiG TERMIKA

- 52 Pruszków na zielonej ścieżce
- 53 KG-2 na finiszu

EuRoPol GAZ s.a.

- 54 Obowiązki nadawcy przewozu towarów niebezpiecznych według ADR

TRANSITION TECHNOLOGIES SA

- 56 Optymalizacja i wsparcie operacyjne pracy podziemnych magazynów gazu

TECHNOLOGIE

- 58 Możliwości energetycznego zagospodarowania selektywnie zbieranych odpadów kuchennych – kierunek biogaz
- 60 CSB – nowy system, który robi różnicę. Rozmowa z Robertem Mrozińskim, pełnomocnikiem zarządu ds. wdrożenia projektu CSB w PGNiG Obrót Detaliczny

KODEKS DOBRZYCH PRAKTYK

- 62 Kodeks Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczey

Na okładce: GAZ-SYSTEM zakończył montaż dachu na trzecim zbiorniku Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Jego betonowe płyty przykryto dachem ważącym ponad 1000 ton.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

III kwartał każdego roku kojarzy się z wakacjami i latem, ale w tym roku, mimo okresu urlopowego, w sektorze gazowniczym działo się bardzo dużo. W związku z trudną sytuacją na rynku gazu trwały przygotowania branży do okresu zimowego. Finalizowane były ważne projekty inwestycyjne i podejmowane działania mające zapewnić dostawy gazu do odbiorców końcowych.

Pod koniec czerwca odbył się VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Więcej informacji o kongresie na stronach 37–41.

Izba Gospodarcza Gazownictwa otrzymała od Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGIT) podziękowanie za wkład, zaangażowanie i owocną współpracę z okazji 10-lecia Komitetu ds. Ryzyka. Przy okazji powyższych wydarzeń szczególnie podziękowania otrzymała **Katarzyna Piłat**, przedstawicielka Izby Gospodarczej Gazownictwa, oddelegowana do prac komitetu.



W Tarnowie Podgórnym pod Poznaniem IGG zorganizowała warsztaty techniczne „Biometan – niekopalny, zielony składnik miksu paliwowego w sieciach gazowych”, podczas których uczestnicy zwiedzili biogazownię Poznańskiego Uniwersytetu Przyrodniczego w Przybrodzie. Więcej informacji w artykułach: Elizy Dyakowskiej o KST na str. 28 i Pawła Filanowskiego o biometanie na str. 19.

IGG przyznała patronat branżowy i medialny „Przeglądu Gazowniczego” Konferencji Geotechnology and Energy, AGH 2022.

IGG, we współpracy z partnerami, zorganizowała dla firm członkowskich webinaria.

We współpracy z Kancelarią JDP Drapała:

- „Koszty biznesowe niezgodności RODO/Non-GDPR compliance”,
- „Odstąpienie od umowy o roboty budowlane – strategia uniknięcia skutków wzrostu kosztów realizacji”,
- „Nowe prawo koncernowe – wymiar praktyczny dla spółek dominujących i spółek zależnych”,
- „Rada nadzorcza i zarząd po reformie KSH – nowe obowiązki, uprawnienia i ryzyka”,
- „Webinar dla zamawiających. Problemów z PZP ciąg dalszy”,

We współpracy z kancelarią ALTO Legal:

- „Największa nowelizacja KSH od 20 lat – prawo holdingowe i nie tylko”.

We współpracy z kancelarią KKLW Legal Kurzyński Wierzbicki:

- „Waloryzacja kontraktów budowlanych”.

Oprócz tego odbyły się trzy seminaria poświęcone studiom MBA, organizowanym przez IGG we współpracy z GFKM. Obecnie trwa nabór do grupy tworzonej w ramach XVIII edycji programu MBA.

Zespół Dobrych Praktyk IGG opracował zaktualizowany i rozszerzony „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej”, przyjęty uchwałą Zarządu IGG 1 sierpnia

2022 roku. Więcej informacji na temat kodeksu na stronach 62–67.

Zarząd IGG powołał Pawła Piłkę na przewodniczącego Sądu Arbitrażowego, natomiast na członków Rady Sądu Arbitrażowego zostali powołani Marcin Działowiec, Waldemar Kamrat, Adam Kielak oraz Dariusz Lasocki.

W IGG utworzono Centrum Nowych Technologii. Jego koordynatorem został Paweł Filanowski. Centrum Nowych Technologii będzie realizować zadania w obszarze technologiczno-dydaktycznym, w zakresie nowych technologii w branży gazowniczej. Zapropionowany model współpracy ułatwi komunikację między podmiotami zainteresowanymi wspólną realizacją projektów technologicznych.

Rolę łącznika będzie odgrywało CNT, a każda ze spółek będzie realizować zadania w ramach swoich kompetencji. Centrum Nowych Technologii stworzy łańcuch powiązań kompetencyjnych.



Wojciech Kietliński

Najważniejsze działania podjęte przez zespoły tematyczne działające przy IGG

- Zespół ds. Rozwoju Rynku Biometanu zakończył prace, a przygotowany materiał – przedstawiający stanowisko branży gazowniczej – zostanie przekazane do MKiŚ.
- Zespół ds. Samoobsługowego Tankowania Pojazdów Sprężonym Gazem CNG zakończył prace, a przygotowane propozycje rozwiązań legislacyjnych przekazano do Ministerstwa Infrastruktury.
- Prace Zespołu Konsultacyjnego ds. Pozyskiwania Środków UE koncentrowały się na opiniowaniu propozycji kryteriów horyzontalnych dla projektów planowanych do realizacji w ramach programu FEnIKS. W najbliższym czasie zespół ma przygotować, we współpracy z ministerstwem, szczegółowe kryteria wyboru projektów do dofinansowania.

Izba Gospodarcza Gazownictwa włączyła się w inicjatywę przygotowania listy propozycji projektów inwestycyjnych, możliwych do zrealizowania w ramach nowego komponentu REPowerEU, na podstawie zgłoszeń firm członkowskich w ramach komunikatu IGG nr 78-2022.

Rozpoczęły się prace grup roboczych przy MKiŚ, które zajmują się odpowiednio tematyką wodoru oraz biogazu i biometanu.

Ministerstwo zaakceptowało zgłoszonych przez IGG kandydatów, dzięki czemu branża gazownicza ma swoich przedstawicieli we wszystkich powołanych przez MKiŚ grupach (gospodarka wodorowa 7 zespołów, gospodarka biometanowa 8 zespołów).

Izba w trzecim kwartale 2022 r. zaopiniowała 17 krajowych aktów prawnych.

Biurowo IGG

Nowi członkowie Izby Gospodarczej Gazownictwa:

DIPOL Plastic Technology sp. z o.o.,
GREEN GENIUS sp. z o.o.,
MULTI-TAB Andrzej Mrozowski,
PICARRO Sarl,
PLASSON Polska sp. z o.o.,
POLENERGIA SA
TORPOL OIL&OIL GAS sp. z o.o.

● **23 września br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz spółki z grupy Equinor ASA zawarły umowy kupna-sprzedaży gazu ziemnego wydobywanego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Łączny wolumen podpisanych kontraktów to 2,4 mld m sześć. gazu rocznie przez 10 lat. Dostawy gazu trafią do Polski dzięki gazociągowi *Baltic Pipe*. – *Equinor jest dla GK PGNiG strategicznym partnerem biznesowym, który wpisuje się w politykę dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Podpisane kontrakty na dostawy gazu, który będzie przesyłany gazociągiem Baltic Pipe, to istotne wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju – powiedziała Iwona Waksmundzka-Olejniczak, prezes zarządu PGNiG SA. – Cieszę się, że firma o takiej pozycji i renomie jak Equinor, z którą PGNiG dotychczas współpracowało w obszarze poszukiwań i wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, będzie również dostawcą gazu do Polski. Wierzę, że to kolejny krok do dalszego rozwoju współpracy między naszymi firmami w przyszłości* – dodała. – *Equinor jest dostawcą energii z wielu źródeł i kluczowym dostawcą gazu do Europy od 45 lat. Bardzo się cieszę, że dzięki umowom na dostawy gazu, podpisanym z PGNiG, możemy wzmocnić naszą pozycję również jako wiarygodnego partnera dla Polski. Equinor już kooperuje z polskimi firmami przy realizacji projektów morskich elektrowni wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych. Z zadowoleniem oceniamy perspektywę dalszego wzmocnienia naszych relacji z Polską dzięki współpracy z PGNiG* – powiedziała **Irene Rummelhoff, wiceprezes Equinor ds. marketingu, midstreamu i processingu.** Kontrakty zawarte między PGNiG SA a spółkami z grupy Equinor ASA przewidują dostawę do 2,4 mld m sześć. gazu rocznie w terminie od 1 stycznia 2023 roku do 1 stycznia 2033 roku.

● **22 września br.** Jak poinformowało PGNiG, zwodowany został w stoczni Hyundai Heavy Industries w Ulsan statek o imieniu Grażyna Gęsicka. Jest to drugi z gazowców LNG, budowanych w południowo-koreańskiej stoczni na zamówienie



norweskiego armatora Knutsen OAS Shipping AS pod czarter PGNiG. – *Własna flota gazowców to ważny element systemu bezpieczeństwa i niezależności energetycznej* – podkreśliła **Iwona Waksmundzka-Olejniczak, prezes zarządu PGNiG.**

● **22 września br.** Amazon ogłosił zawarcie umowy na zakup energii odnawialnej pochodzącej z farmy fotowoltaicznej w Miłkovicach. To jedna z największych umów zakupu

energii słonecznej w Polsce. Ta inwestycja to część globalnych działań Amazon w celu rozszerzenia portfolio energii odnawialnej o dodatkowe 2,7 gigawatów (GW) czystej energii w 71 nowych projektach. Moc zainstalowana farmy fotowoltaicznej w Miłkovicach to około 87 MW. Według przewidywań elektrownia ma generować ponad 120 tys. megawatogodzin czystej energii rocznie, co oznacza równowartość zapotrzebowania na energię ok. 57 tys. polskich gospodarstw domowych rocznie.

Dzięki tej inwestycji Amazon ma bezpośredni wkład w realizację celu przyjętego przez polski rząd, jakim jest zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w polskiej energetyce do co najmniej 23% do 2030 roku.

● **20 września br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo opublikowało raport zintegrowany, podsumowujący 2021 rok. Zgodnie z trendami rynkowymi i oczekiwaniami odbiorców, rozbudowany serwis online kładzie znaczący nacisk na kwestie związane z aspektami środowiskowymi, społecznymi i ładem korporacyjnym (ESG). – *Grupa PGNiG niezmiennie dba o wysoką jakość komunikacji z rynkiem. W naszej opinii, raportowanie zintegrowane najlepiej odpowiada aktualnym oczekiwaniom naszych interesariuszy, których uwaga koncentruje się wokół takich zagadnień jak perspektywy rozwoju, adekwatność strategii do obecnych, niepewnych warunków rynkowych oraz gotowość do godzenia efektywności biznesowej z wyjściem naprzeciw wyzwaniom środowiskowym i społecznym* – powiedział **Przemysław Waclawski, wiceprezes zarządu PGNiG SA do spraw finansowych.** – *Perspektywa ESG trwale zmieniała podejście do komunikacji inwestorskiej. PGNiG dąży do raportowania zgodnego z obowiązującymi regulacjami, międzynarodowymi standardami i katalogiem najlepszych praktyk zapewniających porównywalność prezentowanych danych z globalnymi benchmarkami* – dodał.

● **8 września br.** **Paweł Mirowski, zastępca prezesa zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,** został ustanowiony pełnomocnikiem prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste powietrze” i efektywności energetycznej budynków. Do zadań pełnomocnika należy zapewnienie koordynacji działań administracji rządowej w ramach realizacji programu „Czyste powietrze”, współpraca z jednostkami samorządu terytorialnego oraz organizacjami pozarządowymi zajmującymi się poprawą jakości powietrza w Polsce.

● **7 września br.** PFR Fundusz Inwestycyjny FIZAN, którego częścią portfela inwestycyjnego zarządza Polski Fundusz Rozwoju, zawarł z GAZ-SYSTEM umowę pożyczki podporządkowanej na kwotę 1 mld zł na finansowanie inwestycji o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, związane m.in. z dywersyfikacją źródeł dostaw gazu do Polski. – *GAZ-SYSTEM uzyskał z Polskiego Funduszu Rozwoju stabilne finansowanie na realizację planu inwestycyjnego mającego na celu wzmocnienie krajowej sieci przesyłowej oraz kontynuację projektów związanych z dywersyfikacją źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski* – powiedział **Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM.**

● **5 września br.** GAZ–SYSTEM i Urząd Miasta Świnoujście podpisali porozumienie mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania terminalu LNG w Świnoujściu, z zachowaniem dostępu mieszkańców i turystów do obiektów turystycznych i plaży. Zgodnie z podpisanym dokumentem, GAZ–SYSTEM wybuduje nową drogę do latarni morskiej i Fortu Gerharda oraz pokryje koszty dokumentacji projektowej nowego parkingu przy tych zabytkach. Nowa droga skróci mieszkańcom i turystom dojazd do obiektów turystycznych z przeprawy promowej i pobliskiej dzielnicy Warszów. Zaangażowanie finansowe spółki wyniesie ponad 30 mln złotych.

● **1 września br.** Geofizyka Toruń z Grupy Kapitałowej PGNiG, we współpracy ze startupem Evorain, opracowuje program umożliwiający bardziej efektywną analizę danych sejsmicznych. Rozwiązanie będzie mogło być wykorzystane w bieżących pracach spółki. – *W obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię, jej zrównoważone pozyskiwanie jest ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego. Proces ten wymaga ciągłego doskonalenia pod kątem technologii, a także optymalizacji kosztów* – powiedział **Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju.** – *Projekt prowadzony przez Geofizykę Toruń i Evorain pozwoli sprawniej i efektywniej wykrywać i oceniać potencjał złóż węglowodorów i wód geotermalnych. Może być także zastosowany przy poszukiwaniu przestrzeni podziemnej zbiorniki gazu lub do zatłaczania CO₂.*

● **29 sierpnia br.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję ustalającą treść kolejnej umowy między GAZ–SYSTEM a EuRoPol GAZ s.a. o powierzenie obowiązków operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Przesyłowych Jamał–Europa Zachodnia (SGT). GAZ–SYSTEM pełni funkcję operatora systemu przesyłowego na znajdującym się na terenie RP odcinku gazociągu jamalskiego w wyniku wyznaczenia decyzją prezesa URE z 17 listopada 2010 roku.

● **23 sierpnia br.** Do Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu dotarła 36. w tym roku dostawa skroplonego gazu ziemnego zamówiona przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Oznacza to, że w okresie ośmiu miesięcy 2022 roku PGNiG sprowadziło do Świnoujścia więcej dostaw niż przez cały ubiegły rok.

● **17 sierpnia br.** Columbus nabył 100 proc. udziałów w spółce, która w drugiej połowie lipca br. uzyskała warunki przyłączeniowe na budowę wielkoskalowego magazynu energii o pojemności 532 MWh. Tego typu magazyn jest w stanie zasilić przez całą dobę nawet 150 000 domów. Jesteśmy na drodze do realizacji naszego pierwszego wielkoskalowego magazynu energii – powiedział **Dawid Zieliński, prezes Columbus Energy S.A.**

● **4 sierpnia br.** Wojewoda pomorski wydał pozwolenie na budowę gazociągu Kolnik–Gdańsk, który jest jedną z części projektu FSRU Onshore.

Gazociąg Kolnik–Gdańsk to jeden z trzech odcinków gazociągów lądowych wchodzących w skład projektu FSRU. Bę-

dzie miał długość około 35 km, średnicę DN1000 i ciśnienie 8,4 MPa. Zapewni on możliwość przesłania w rejon centralnej Polski gazu, który zostanie wcześniej odebrany i poddany regazyfikacji w pływającym terminalu FSRU, zlokalizowanym w Zatoce Gdańskiej.

● **12 lipca br.** W pierwszych sześciu miesiącach 2022 roku zamówiono rekordową liczbę ponad 100 nowych statków do przewozu skroplonego metanu, przekraczając zarazem dotychczasowe rekordy roczne zamówień na tego typu statki. Baza danych *Shipping Intelligence Network (SIN)* firmy Clarksons (wiodący makler okrętowy – shipbroker z silnym oddziałem analityczno-konsultingowym) odnotowuje, że w tym okresie zakontraktowano co najmniej 91 statków. Jednak – według świeżych danych Fearnley LNG – kolejne 15 gazowców LNG zostało zakontraktowanych w ramach ogromnego projektu QatarEnergy, dzięki czemu łączna liczba statków zamówionych w pierwszej połowie tego roku wynosi co najmniej 106.

● **8 lipca br.** GAZ–SYSTEM podjął decyzję o zwiększeniu od lipca 2022 roku rocznych możliwości załadunku na cysterny skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG w Świnoujściu o dodatkowe 55 tysięcy ton.

Terminal LNG wyposażony jest w 3 stanowiska do załadunku cystern, którymi od lipca br. można przeładować 185 tys. ton LNG w skali roku, zamiast obecnie dostępnych 130 tys. ton. Usługa świadczona jest przez całą dobę. Maksymalnie w tym czasie można załadować nawet 40 cystern samochodowych.

Powodem zwiększenia usługi jest wzrost popytu na LNG w Polsce, który jest wykorzystywany do tzw. wyspowej gazyfikacji kraju.

● **27 czerwca br.** **Agata Urbaniak, dyrektor Oddziału, Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w PGNiG,** poinformowała, że spółka chce włączyć do swojego portfolio wodór i biometan jako paliwa alternatywne. Program wodorowy został uruchomiony ponad 2 lata temu. Jest to koszyk różnych projektów. Nie jest to jeszcze strategia, są to projekty badawcze. Obecnie mamy 8 projektów badawczych o budżecie ponad 300 mln zł. Skupiamy się na przystosowaniu infrastruktury do wodoru. W maju br. PGNiG informował o podpisaniu listu intencyjnego z ECOGLASS, Hutą Pokój, Messer Polska w ramach projektu „Blue H₂”, zakładającego opracowanie technologii wytwarzania niebieskiego wodoru. Obejmie on budowę pilotażowej instalacji produkcyjnej, która będzie zlokalizowana na Śląsku w Zabrze. Docelowo, w przypadku powodzenia projektu badawczego i decyzji o budowie instalacji demonstracyjnej, niebieski wodór pozyskiwany metodą reformingu będzie wykorzystywany przez partnerów przedsięwzięcia w procesach produkcyjnych. Instalacja ma być oparta na trzech węzłach technologicznych – tzw. SMR (*Steam Methane Reforming*), czyli parowym reformingu gazu ziemnego, wychwycie dwutlenku węgla oraz oczyszczeniu wodoru. Zastosowane w projekcie rozwiązania są nowoczesne i przystępne kosztowo. Spółka zaznaczyła, że surowiec, na którym mają bazować – gaz ziemny, obniża koszt produkcji i sprzyja wdrożeniu technologii wodorowych w wielu lokalizacjach na terenie całego kraju. Gotowość techniczna instalacji badawczej planowana jest na 2023 rok.

Inicjatywy środowiska gazowniczego

Teresa Laskowska

Ostatnie lata to okres wzmożonej dyskusji na temat przyszłości europejskiej i polskiej energetyki – dyskusji, której następstwem jest ogłoszony w grudniu 2019 roku Europejski Zielony Ład – plan działania na rzecz zrównoważonej i zeroemisyjnej gospodarki UE.

Okres transformacji ustrojowej w Polsce to wiele działań reformatorskich w sektorze paliw i energii. Kluczowym narzędziem do osiągnięcia celów ma być dekarbonizacja sektora gazowego, polegająca na stopniowym zastępowaniu gazu konwencjonalnego tzw. gazami odnawialnymi, w tym m.in. biometanem i wodorem.

Wypracowanie odpowiedniego sposobu regulacji wspierających biometan i wodór oraz zastosowanie optymalnych mechanizmów wsparcia wciąż stanowi istotne wyzwanie. Zintensyfikowane działania UE dla przyspieszenia redukcji emisji gazów cieplarnianych zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem w sektorze energetycznym, które w 75% pochodzą z produkcji i wykorzystania energii, są celem zbudowania bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązania problemu emisji metanu, który po dwutlenku węgla jest drugim pod względem wielkości emisji gazem cieplarnianym.

Niniejsze wydanie ma na celu przedstawienie szerokiego zakresu działania IGG w kontekście możliwości zmian otoczenia prawnego i możliwości wprowadzania do sieci gazowych oraz wykorzystania w sektorze transportu gazów odnawialnych, aby stopniowo „zazieleńić” gaz ziemny dla zapewnienia spójności z dążeniem do osiągnięcia neutralności energetycznej.

Myślenie systemowe

Obserwując reakcje UE nad przyszłością gazu ziemnego w gospodarce, gazu jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej, zauważamy zapowiedzi Komisji Europejskiej, która przedstawiła kierunki w Planie REPowerEU. Zależność pochodzenia gazu w Europie oraz trwająca za naszą granicą wojna zdecydowanie przyspieszają realizację projektów związanych z gazami odnawialnymi i zdekarbonizowanymi. Obecnie debaty w zakresie zmian całego pakietu dyrektyw unijnych *Fit for 55*, o których piszemy na stronach gazety, oraz przyjęte założenia opublikowanego w maju 2022 roku Planu REPowerEU w zakresie transformacji energetycznej z zaznaczeniem gazów, stały się priorytetem działań zarówno w UE, jak i w kraju.

Plany inwestycyjne związane z rozwojem infrastruktury gazu ziemnego skierowane są w najbliższych latach na infrastrukturę służącą do produkcji i transportu oraz magazynowania wodoru i ograniczania emisji CH₄ w kierunku przyłączania biogazowni/biometanowni do sieci gazowej oraz ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej wytworzonej z OZE.

IGG aktywnie uczestniczy w pracach nad przyjętym przez Radę Ministrów dokumentem „Polska strategia wodorowa do 2030 roku

z perspektywą do 2040 roku”. Równie aktywnie IGG włączyła się w realizację podpisanego „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. Intencją porozumienia jest maksymalizacja tzw. *local content*, czyli udziału polskich przedsiębiorców i technologii w łańcuchu dostaw na potrzeby budowy i eksploatacji krajowych biogazowni i biometanowni oraz rozwoju rynku i powszechnego zastosowania biogazu i biometanu w gospodarce.

W kontekście nowej sytuacji dla branży, przy toczących się konsultacjach i pracach legislacyjnych. Zadaniem IGG jest dbałość o znaczenie gazu w miksie energetycznym i systematyczność prac nad zmianami, które wiążą się z nadzieją na utrzymanie zielonego rynku gazu.

Działania naszego rządu ukierunkowane są na stworzenie ram legislacyjnych dla rozwoju biometanu i wodoru. Opracowywane w ministerstwach strategię wodorowe i dokumenty kierunkowe poprzedzane są naszymi działaniami poprzez wnoszenie wielu projektów i propozycji, z podkreśleniem kierunków i identyfikacją barier dla nowych obszarów.

Nowe obszary strategicznego myślenia o kierunkach rozwoju rynku gazu zostały zagospodarowane przez powołane przez IGG zespoły tematyczne. Zespół ds. Rozwoju Rynku Biometanu zidentyfikował wiele zagadnień stanowiących barierę dla funkcjonowania rynku biometanu w Polsce. Obecnie kontynuowane są prace zespołu koncentrujące się na najistotniejszych dla branży gazowniczego tematach, wyszczególnionych w „Porozumieniu o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. Nadal trwa współpraca z Ministerstwem Klimatu i Środowiska w zakresie realizacji porozumienia na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej.

W ramach działań na rzecz rozwoju rynku wodoru w Polsce trwają prace przygotowawcze związane z organizacją spotkania firm członkowskich, mającego na celu omówienie potrzeb, możliwości współpracy firm zrzeszonych w IGG przy planowanych projektach wodorowych oraz możliwości pozyskania *know-how* z zagranicy w tym zakresie. Poza głównymi firmami zrzeszonymi w IGG, które planują realizację projektów wodorowych (PGNiG SA, GAZ-SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o., PGNiG TERMIKA, Gas Storage Poland sp. z o.o.) zgłosiło się 25 firm zainteresowanych działaniami na rzecz polskiej gospodarki wodorowej. Działania te mają być wsparciem transferu *know-how* z obszaru gospodarki wodorowej do podmiotów zrzeszonych w IGG. Odbłyło się spotkanie, w którym uczestniczyło około 120 przedstawicieli z 43 podmiotów zrzeszonych w IGG, naukowcy z wiodących uczelni i członkowie Grupy Ekspertów IGG ds. Wodoru. Szerzej o dzia-

łałości IGG w zakresie strategii wodorowej i biometanowej piszemy w kolejnych artykułach w tym numerze.

Przed kilkoma dniami minister rozwoju i technologii zaprosił IGG do zaopiniowania procesu prowadzenia konsultacji publicznych. Przy wsparciu firm członkowskich IGG przedstawiła stanowisko branży, zaznaczając między innymi:

- 1) że pozytywnym przykładem przygotowania się do prowadzenia konsultacji publicznych jest przeprowadzenie spotkania w obrębie interesariuszy projektowanej regulacji (eksperti, praktycy, przedstawiciele zainteresowanych przedsiębiorstw itp.) oraz jej projektodawców. Wprowadzenie płaszczyzny dyskusji i wymiany poglądów, w przypadku bardziej istotnych projektów aktów prawnych, mogłoby znacząco przyczynić się do lepszego wykorzystania wiedzy i doświadczeń interesariuszy,
- 2) podkreślono, że dobrą praktyką jest 30-dniowy czas trwania konsultacji publicznych dotyczących danego projektu. Ze zrozumiałych względów nie zawsze czas ten może być tak długi, niemniej jednak w przypadku krótszych terminów ważne jest uwzględnienie przy ich wyznaczaniu dni roboczych, a więc czasu, który faktycznie może być poświęcony analizie projektowanej regulacji. Ponadto, wyznaczany termin nie powinien być krótszy niż 14 dni roboczych,
- 3) bardzo istotne jest również zachowanie ciągłości prac nad danym projektem i zapewnienie interesariuszom bieżącej informacji zwrotnej, tak aby nie byli przez okres kilku miesięcy lub dłuższy pozbawieni informacji na temat przebiegu prac, a także aby nie byli po tak długim czasie zaskakiwani opublikowaniem nowej wersji projektu przy okazji przekazania regulacji do Komisji Prawniczej lub do dalszych prac w Sejmie RP.

Od początku istnienia IGG głównym obszarem jej aktywności było uczestnictwo w konsultacjach ustaw i rozporządzeń przygotowywanych przez administrację rządową i procedowanych w parlamencie. Regulacje systemowe budowały nowe reguły gry rynkowej. Trwały dyskusje nad powstaniem nowej polityki energetycznej państwa, konieczna była nowelizacja w zakresie projektowania, nadzoru i eksploatacji gazociągów oraz świadczonych w tym zakresie usług. Tematem wielu debat były inwestycje w branży gazowej, co wymagało zmiany relacji inwestor–wykonawca oraz zmian w procedurach przetargowych. Społeczna konsultacja procesu legislacyjnego pozwalała mieć wpływ na kształt wszystkich ważnych dla branży aktów prawnych. Chodzi nie tylko o rozwiązania ustawowe, ale też rozporządzenia wykonawcze. Przeprowadzane wśród firm członkowskich konsultacje i stwarzane na ich podstawie opinie przekazywane są do właściwych instytucji rządowych. W wielu przypadkach konsultacjom stanowionego prawa towarzyszą seminaria i warsztaty organizowane przez IGG, z udziałem przedstawicieli firm członkowskich, poszerzające możliwość wnikliwej oceny proponowanych rozwiązań.

Dobre relacje z wieloma organizacjami samorządowymi i biznesowymi z szeroko rozumianego rynku energii, służące konsultacji programów legislacyjnych i regulacyjnych, zajmowaniu jednolitych stanowisk w relacjach z administracją rządową, udziału w rządowych zespołach doradczych czy kreowaniu wspólnych projektów wspierających dialog samorządów gospodarczych z administracją, pozwoliły na stworzenie koalicji w sprawie prawnego uregulowania systemu wsparcia dla kogeneracji. Na ręce ministra energii organizacje przekazały „Koncepcję systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Polsce”. Projekt został przyjęty w postaci ustawy.

Rozwijający się rynek gazu rodzi kolejne aktywności dla IGG. Zespół Konsultacyjny ds. Rynku Energii i Gazu został powołany w 2020

roku w celu wypracowywania wspólnego stanowiska członków Izby Gospodarczej Gazownictwa w zakresie dotyczącym obrotu energią elektryczną i gazem, w związku z powołaniem Rady Rynku przy Towarowej Gieldzie Energii S.A. Rada ta pełni funkcje opiniodawcze i doradcze wobec Zarządu TGE. Celem jej działania jest wspieranie rozwoju transparentnych i niedyskryminujących rynków prowadzonych przez TGE. Prace Rady Rynku przy Towarowej Gieldzie Energii S.A. mają na celu m.in. wymianę informacji między TGE a uczestnikami rynku odnośnie do narzędzi poprawy płynności, zasad funkcjonowania animatorów rynku, systemów notujących i ich rozwoju, wdrażania zmian regulacyjnych i prawnych dotyczących funkcjonowania rynków prowadzonych przez TGE. Do jej zadań należy też wyrażanie opinii i przedstawianie wniosków w sprawach dotyczących rozwoju rynków prowadzonych przez TGE, w tym na wniosek Zarządu TGE.

W Radzie Rynku przy TGE IGG ma dwoje stałych przedstawicieli i jedną osobę upoważnioną do ich zastępowania podczas posiedzeń Rady Rynku przy TGE. Istotnymi kwestiami podlegającymi dyskusjom i uzgodnieniom były:

- projekt „Czysta energia”,
- programy poprawy płynności – warunki animacji oraz program Maker-Taker na rynku gazu ziemnego,
- planowane zmiany limitów wielkości zleceń, dotyczące uznaniowości na OTF,
- bariery rozwoju rynku – kwestie związane z koncesją na obrót i wytwarzanie,
- kierunki rozwoju rynku giełdowego dla sektora OZE, w tym standaryzowane produkty ePPA, depozyty zabezpieczające dla sektora OZE, indeksy typu PV i Wind,
- opłaty TGE w 2022 roku.

Kluczowym osiągnięciem IGG było podjęcie przez TGE i IRGIT prac obejmujących weryfikację i wprowadzenie nowych mechanizmów wyznaczania dziennych kursów rozliczeniowych (DKR) na terminowym rynku gazu. Wdrożenie nowych mechanizmów pozwala na ograniczenie arbitrażu między notowanymi instrumentami oraz odpowiednimi produktami giełdowymi na rynkach sąsiadujących. W br. IGG włączyła swoich przedstawicieli do zespołów RIF (Trading i Zarządzanie Portfelem) i OZE oraz ekspertów w ramach prac nad RIF do Grupy ds. Regulacji i Compliance i do Grupy ds. Obrotu Gazem. Od 31 lipca 2018 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa ma swojego przedstawiciela w Komitecie ds. Ryzyka przy Izbie Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGIT). Komitet ten pełni funkcje opiniodawcze i doradcze wobec Zarządu IRGIT w sprawach dotyczących zarządzania ryzykiem związanym ze świadczeniem przez IRGIT usług rozliczeniowych.

Misja

Misją IGG jest kreowanie wspólnoty firm członkowskich, ale też wspieranie i promowanie sektora gazowniczego w polskiej gospodarce. Służą temu powołane przez IGG instytucje: **Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego (8 edycji)** oraz **Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczego EXPO-GAS (11 edycji)**.

Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego jest najbardziej profesjonalnym forum debaty na temat funkcjonowania sektora gazowniczego w aspektach systemowych, strukturalnych i prawnych, z udziałem polityków, parlamentarzystów i liderów największych firm pracujących na rzecz gazownictwa. Organizowanych jest wiele sesji problemowych, wszystkie aspekty funkcjonowania gazownictwa omawiane są przez krajowych i zagranicznych specjalistów, a zwień-

zeniem obrad jest uchwała kongresowa zawierająca postulaty zarówno pod adresem administracji państwa, jak i Izby Gospodarczej Gazownictwa, wnoszące o wypracowanie rozwiązań kwestii, które uczestnicy obrad uznali za pilne do załatwienia.

Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, organizowane wspólnie z Targami Kielce SA, co dwa lata gromadzą setki wystawców z całego świata i tysiące uczestników mających okazję zapoznać się z najnowszymi rozwiązaniami technicznymi i technologicznymi w przemyśle gazowniczym. Targom towarzyszą liczne prezentacje i warsztaty techniczne, a zwieńczeniem są medale targowe przyznawane przez IGG oraz Targi Kielce SA dla instalacji i urządzeń o najwyższym poziomie technicznym.

Wsparciem dla kreowania wspólnoty firm członkowskich oraz promowania sektora gazowniczego w polskiej gospodarce jest wydawany od 2004 roku kwartalnik „Przegląd Gazowniczy”. Jest to specjalistyczne pismo branżowe, opisujące sektor gazowniczy we wszystkich aspektach jego funkcjonowania, a także w kontekście jego otoczenia – prawnego, ekonomicznego, technologii i organizacji. Jest też forum wymiany opinii dla firm i instytucji z obszaru gazownictwa, które chcą wnieść propozycje i postulaty podnoszące jakość relacji biznesowych.

Izba Gospodarcza Gazownictwa i Gdańska Fundacja Kształcenia Menedżerów od 2007 roku – we współpracy z Uniwersytem Gdańskim i IAE Aix-En-Provence Graduate School of Management jako instytucją walidującą – realizują program *Master of Business Administration* dla przedstawicieli branży energetycznej.

Działania IGG ukierunkowane są na:

- 1) współdziałanie w ustalaniu programów branży gazowniczej (to przede wszystkim rozwój kadry jako wykształconego filara rozwoju branży),
- 2) kształtowanie i upowszechnianie zasad etyki działalności gospodarczej (to odpowiedzialne postępowanie we wszystkich relacjach międzyludzkich, to też etyka biznesu zajmująca się analizą ekonomiczną i refleksja nad etycznym wymiarem biznesu, to relacja zgodna z obowiązującym prawem),
- 3) propagowanie nowoczesnej wiedzy technicznej i techniczno-ekonomicznej (to najlepsza motywacja na MBA, to przekrojowa praktyczna wiedza i nowe technologie w biznesie),
- 4) integrowanie środowiska osób fizycznych i prawnych związanych z gazownictwem (to czas spędzony podczas 2-letnich zajęć w nowym otoczeniu, to przyjaźnie, które stanowią przestrzeń dialogu w relacjach zarówno biznesowych, jak i prywatnych, to również szeroka wiedza biznesowa i rozwój własny, doceniany przez rynek pracy z potwierdzeniem wszystkich kompetencji).

Realizowany przez IGG program MBA to pozyskanie najnowszej i praktycznej wiedzy uzyskanej od ekspertów i praktyków. Program MBA to interdyscyplinarny program integrujący kompetencje z zarządzania, finansów, ale też pogłębienie umiejętności menedżerskich. Uznawane na całym świecie dyplomy w ramach tego programu zdobyło ponad 350 specjalistów.

Organizacja

Strategiczne działania IGG na poziomie procedowanych ustaw i rozporządzeń wykonawczych wspierane są przez powoływane wyspecjalizowane zespoły tematyczne zajmujące się – z udziałem specjalistów i praktyków – szczegółowymi analizami proponowanych rozwiązań. Zespoły działające przy IGG to Rada Konsultacyjna ds. Gazownictwa do Współpracy z Prezesem URE, Zespół ds. Analiz



Rynku Gazu, Grupa Ekspertów ds. Wodoru oraz Zespół ds. Inteligentnego Opomiarowania w Gazownictwie. Stały Zespół Ekspertów IGG koordynuje prace powoływanych *ad hoc* zespołów do analizy konkretnych tematów i przygotowuje rekomendacje.

Wszystkie inicjatywy IGG programowane są i realizowane we współpracy z firmami członkowskimi, uczelniami i partnerami społecznymi.

Zespół Konsultacyjny ds. Pozyskiwania i Wykorzystywania Środków Unijnych zajmuje szczególną pozycję. IGG od lat aktywnie uczestniczy w pracach na rzecz pozyskiwania funduszy unijnych dla gazownictwa. Zespół Konsultacyjny ds. Pozyskiwania Środków UE (dalej zespół) działa przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa od 2007 roku, a jego przewodniczącym jest Michał Szpila. Działania zespołu, ukierunkowane na dostarczanie argumentacji dotyczącej konieczności wspierania inwestycji infrastrukturalnych branży gazowniczej w kolejnych perspektywach budżetowych UE, przyniosły pozytywne efekty w postaci możliwości uzyskania dofinansowania w ramach polityki spójności na lata 2007–2013 i 2014–2020. Dofinansowane projekty przyczyniają się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz uzupełnienia niedoborów infrastrukturalnych.

W perspektywie UE 2014–2020 zespół zaangażowany był w przygotowanie Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 (POIiŚ 2014–2020) oraz szczegółowego opisu osi priorytetowych programu. W ramach prac zespołu przygotowany został również kluczowy dokument umożliwiający wytypowanie i wybranie do dofinansowania projektów z zakresu budowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, tj. „Strategia wsparcia projektów inwestycyjnych dla inteligentnych sieci gazowych w perspektywie finansowej 2014–2020”, określający kryteria wyboru projektów inteligentnych sieci gazowych (*Smart Grid*). Łącznie w ramach POIiŚ 2014–2020 przyznano dofinansowanie do 27 inwestycji obejmujących rozbudowę terminalu LNG, sieci przesyłowe oraz sieci dystrybucyjne o wartości ponad 3,2 mld złotych.

Zespół kontynuuje działania w zakresie współpracy z organami administracji rządowej w ramach realizacji projektów z dofinansowaniem UE w ramach budżetu na lata 2014–2020. Przedstawiciele zespołu współpracują z rządowym Komitetem Monitorującym POIiŚ 2014–2020, w którym IGG pełni rolę obserwatora. Z inicjatywy zespołu w 2022 roku skierowane zostało pismo do Ministerstwa Klimatu i Środowiska z propozycjami usprawnień w zakresie systemu realizacji projektów w celu zapobiegania negatywnym skutkom, jakie dla branży wywołała wojna w Ukrainie.

W związku z trwającymi pracami nad przygotowaniem nowej perspektywy UE 2021–2027 zespół podejmuje działania mające na celu zabezpieczenie interesów branży gazowniczej w ramach nowego bu-

dżetu Polityki Spójności oraz przygotowanie przedsiębiorstw gazowniczych do pozyskiwania środków unijnych. Dzięki m.in. działaniom podjętym przez IGG w planach dofinansowywanych przez Unię Europejską inwestycji w perspektywie finansowej na lata 2021–2027 gazownictwo ma możliwość pozyskania środków na infrastrukturę gazowniczą. W marcu 2021 roku Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, w ramach kontynuacji współpracy, włączyło IGG do udziału w pracach Grupy ds. Przygotowania Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FEnIKS), który stanowi obecnie podstawowe źródło wsparcia infrastruktury paliw gazowych i jest następcą Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020.

W związku z koniecznością zapewnienia technicznych możliwości zatłaczania gazów zdekarbonizowanych, tj. biometanu i wodoru, w ramach projektów dofinansowanych z funduszy unijnych FEnIKS, w ramach zespołu wypracowana została wstępna propozycja warunków koniecznych i wystarczających do zgłoszenia projektów inwestycyjnych w celu ubiegania się o dofinansowanie (dokument przekazany do MKiŚ pn. „Warunki, jakie muszą być spełnione, aby sieci gazowe były dofinansowane przez Komisję Europejską z programu FEnIKS na lata 2021–2027”). Dokument ten będzie uwzględniony w dalszych pracach nad przygotowaniem szczegółowych kryteriów wyboru projektów do dofinansowania. W ramach wsparcia prac administracji rządowej IGG przygotowała i przekazała do ministerstwa również opracowanie pt. „Wybrane regulacje wymagające zmian dla pozyskania dofinansowania z programu FEnIKS”.

Obecnie realizowane zadania zespołu w ramach Grupy Roboczej ds. Przygotowania programu FEnIKS to:

- uzgodnienie kryteriów i doprecyzowanie zapisów dotyczących równego traktowania poszczególnych celów objętych programem,
- przygotowywanie projektu szczegółowego opisu priorytetów FEnIKS,
- przygotowanie propozycji szczegółowych kryteriów wyboru projektów do dofinansowania,
- możliwość włączenia Funduszu Sprawiedliwej Transformacji (budżet w wysokości 170 mln euro) w trybie zmiany obecnej wersji programu,
- wyłonienie członków Komitetu Monitorującego FEnIKS.

Na forum unijnym został przedstawiony plan REPowerEU, którego głównym celem jest zmniejszenie zależności energetycznej Unii Europejskiej od paliw importowanych z Rosji. W tym kontekście planowane jest rozszerzenie krajowych planów odbudowy i zwiększania odporności (KPO) o dodatkowy rozdział dotyczący REPowerEU, który będzie zawierał reformy i inwestycje (inne niż zawarte w już przyjętym KPO), odnoszące się do obszarów wpierających osiągnięcie niezależności i bezpieczeństwa energetycznego zarówno kraju, jak i całej UE. Celem inicjatywy Komisji Europejskiej jest dostosowanie m.in. zakresu wsparcia z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF) o reformy i inwestycje związane z ograniczeniem zależności państw członkowskich od importu paliw kopalnych z Rosji. Przeprowadzone działania w ramach inicjatywy mają przyczynić się do:

- oszczędności energii,
- dywersyfikacji dostaw,
- szybkiego zastąpienia paliw kopalnych dzięki przyspieszeniu transformacji Europy w kierunku czystej energii,
- inteligentnego łączenia inwestycji i reform.

REPowerEU, analogicznie jak KPO, będzie składał się z części grantowej i pożyczkowej. Obecnie przygotowywane są propozycje, które

finansowane będą z niewykorzystanej puli pożyczek w ramach RRF. Polska dysponuje kwotą 22,7 mld euro niewykorzystanej pożyczki, którą będzie można zagospodarować w ramach REPowerEU.

Zaproponowane inwestycje muszą zostać zrealizowane między 1 lutego 2022 roku a 31 sierpnia 2026 roku. Ułatwieniem w zakresie skorzystania z tych środków jest propozycja, aby określone w rozdziale REPowerEU reformy i inwestycje, które mają na celu poprawę stanu infrastruktury energetycznej, w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ropę naftową i gaz ziemny oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, zostały zwolnione z oceny zgodności z zasadą „nie czyni poważnych szkód” (ang. *do no significant harm – DNSH*). Izba Gospodarcza Gazownictwa – zgodnie z oczekiwaniami Ministerstwa Klimatu i Środowiska – włączyła się w niniejszą inicjatywę poprzez przygotowanie listy propozycji projektów inwestycyjnych możliwych do zrealizowania w ramach nowego komponentu REPowerEU, na podstawie zgłoszeń firm członkowskich.

Doradztwo

Wyspecjalizowanym zespołem jest Komitet Standardu Technicznego, jedyna i unikalna instytucja w Polsce, opracowująca powszechnie wykorzystywane standardy techniczne. Dokumenty standaryzacyjne służą uporządkowaniu systemu regulacji oraz ujednolicają wymagania techniczne dla całej branży. KST wydaje „Biuletyn Techniczny” oraz dokumenty standaryzacyjne IGG. Przedstawiciele IGG są członkami komitetów normalizacyjnych przy Polskim Komitecie Normalizacyjnym. KST jest organizatorem warsztatów technicznych promujących najnowsze rozwiązania techniczne i technologiczne w realnym otoczeniu, w przedsiębiorstwach operujących najnowszymi rozwiązaniami organizacyjnymi i technicznymi. Przewodniczącym KST jest dr Grzegorz Rosłonek.

Doświadczenia IGG związane z procesami inwestycyjnymi i relacjami inwestor–wykonawca skłoniły uczestników procesów do wypracowania czytelnych reguł gry na rynku inwestycyjnym. Powołany przez IGG Zespół Dobrych Praktyk opracował „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej”, w tym roku zaktualizowany i rozszerzony, przyjęty uchwałą Zarządu IGG w sierpniu br.

Kodeks, będący zbiorem spójnych i przejrzystych zasad i regulacji koniecznych dla prawidłowej współpracy stron w procesie przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych, zawiera wytyczne i rekomendacje dla wybranych zagadnień lub etapów budowy, z uwzględnieniem fazy planowania modelu inwestycji, przygotowania przetargu, planowania modelu współpracy, projektowania oraz prowadzenia prac budowlanych. Zawiera również opis ryzyk finansowych, podatkowych i innych. W stosunku do pierwszego wydania KDP zapisy kodeksu uzupełniono o nowy zbiór zasad i rekomendacji dla projektantów, producentów, dostawców i nadzoru inwestorskiego oraz zaktualizowano zapisy KDP poprzez ich dostosowanie do obowiązującego prawa zamówień publicznych.

Od wielu lat IGG aktywnie działała na rzecz polubownego rozwiązywania sporów w obrocie gospodarczym, promując tę metodę wśród firm członkowskich jako znacznie tańszą, szybszą i efektywniejszą alternatywę wobec postępowań prowadzonych przed sądami powszechnymi. Służy temu powołany w 2007 roku Sąd Arbitrażowy przy IGG oraz uruchomiony w 2017 roku Ośrodek Mediacji Gospodarczej. Arbitrami i mediatorami są wysokiej klasy prawnicy, a także cenieni eksperci branży gazowniczej.

Strategia przyszłości IGG

Z uwagi na wcześniejsze założenia wynikające z przemian w ramach transformacji energetycznej oraz ostatnie wydarzenia światowe o charakterze geopolitycznym, w IGG będzie najprawdopodobniej istniało sześć obszarów strategicznych, uwzględniających rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego i jako surowca:

- 1) biometan – już wdrożone unormowania w zakresie jakości, przyjęte także w legislacji krajowej,
- 2) obszar wodorowy (to działanie IGG–KST) już podjęło,
- 3) obszar węglowych paliw alternatywnych – biogaz/biometan i SNG (syntetyczny gaz ziemny),
- 4) obszar tradycyjnych paliw węglowodorowych, ze szczególną rolą LNG (można to nazwać obszarem LNG),
- 5) obszar emisji – zwłaszcza po połączeniu PGNiG z Orlenem – tu dotychczasowe rozwiązania wypracowane przez KST dla branży gazowniczej mogą być rozszerzane dla koncernu multienergetycznego. Dojdzie też znaczący obszar emisji wodorowej (konieczne będą nowe zalecenia i rozwiązania dotyczące strat i utrzymania szczelności infrastruktury liniowej, w tym nowe techniki detekcyjne),
- 6) obszar węglowodorowych paliw gazowych w przypadku traktowania gazu ziemnego jako komponentu dla syntez chemicznych, a nie jako typowego paliwa.

Obszar piąty tak naprawdę będzie obszarem zupełnie nowym w IGG–KST. W pozostałych obszarach działania są już podejmowane.

Izba Gospodarcza Gazownictwa już dzisiaj widzi rolę gazu ziemnego jako surowca. Należy wyraźnie zaznaczyć, że sieć gazowa zazieleniona, traktowana jako naczynie hydrauliczne, nie powinna prowadzić do problemów technologicznych u odbiorcy w obszarze tzw. wielkiej chemii i odpowiednie podejście techniczno-regulacyjne wymaga niezbędnych opracowań i wdrożeń.

W najbliższym czasie IGG stanie przed nowymi wyzwaniami, które powinny być też ofertą programową dla koncernu multienergetycznego. Włączenie PGNiG do Orleu spowoduje, że gazownictwo, w tym jedyna w branży Izba Gospodarcza i jej firmy członkowskie, znajdują się w nowej rzeczywistości technicznej. W związku z tym wystąpią nowe potrzeby, takie jak:

- 1) określenie wymagań jakościowych dla gazu ziemnego jako surowca – dotychczas nie było to potrzebne, ponieważ dodatki alternatywne do gazu ziemnego nie występowały,
- 2) wypracowanie mechanizmów operowania ekwiwalentami dla odbiorców surowcowych/przemysłowych, czyli dążenia do wytwarzania jak największej ilości paliw zielonych (wodór i biometan), których wymagania jakościowe z punktu widzenia zastosowań paliwowych mogą być inne niż do zastosowań surowcowych i w takich sytuacjach powinny działać mechanizmy ekwiwalentowe – przeznaczamy do syntez gaz ziemny, a oddajemy do sieci ekwiwalent energetyczny paliw zielonych,
- 3) rozwijanie i uwzględnianie (KST) w łańcuchach dostaw nowych technik pomiarowo-rozliczeniowych (gdy w sieciach pojawią się istotne dodatki wodoru), a tym bardziej dla sieci wodorowych dedykowanych – praktycznie żadne dotychczasowe metody pomiarowe nie mogą być wykorzystane do prowadzenia rozliczeń dla paliw zmodyfikowanych istotnymi dodatkami wodorowymi – dotyczy to zarówno urządzeń, jak i algorytmów, np. algorytmów obliczania współczynników ściśłości,
- 4) nowe podejście do szacowania emisji, które jest wynikiem unijnych wymagań,

- 5) wypracowanie rozwiązań dla transportu, magazynowania i wykorzystania CO₂.

Aktualizacja analizy pt. „Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej” powinna być kolejnym krokiem realizowanym na bazie przygotowanego w ramach działań IGG opracowania oraz z uwagi na duże zmiany w otoczeniu geopolitycznym, które mają niebagatelny wpływ na rynek gazu i kierunki jego dostaw. Zaktualizowany dokument powinien m.in. wskazać niezbędne ilości gazu potrzebne do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i zbilansowania potrzeb energetycznych kraju (docelowe zastąpienie mocy węglowych i zbilansowanie źródeł energii, w tym niestabilnych źródeł odnawialnych). Opracowanie poza uzasadnieniem utrzymania gazu ziemnego jako paliwa kluczowego dla zbilansowania potrzeb energetycznych kraju uwiarygodniałoby wzrastające ilości potrzebnego gazu oraz uzasadniało inwestycje rozwojowe finansowane z funduszy europejskich, a także wskazywało na rolę gazów zdekarbonizowanych. Gaz ziemny wykorzystywany na cele niepaliwowe jako surowiec w procesach syntezy chemicznej wymaga odrębnego podejścia (reaktory do syntezy chemicznej). Elektrownie opalane gazem powinny częściowo zastąpić dotychczasowe elektrownie węglowe jako elektrownie stabilizujące pracę źródeł odnawialnych. To samo dotyczy ciepłowni i elektrociepłowni.

Izba w ostatnim czasie skierowała do wielu organizacji samorządowych zaproszenie do współpracy. Uważamy, że bezpieczeństwo energetyczne to dzisiaj nie tylko wąska specjalizacja poszczególnych branż, ale ukierunkowanie działań na rzecz zrównoważonej i zeroemisyjnej gospodarki. Realizacja kierunków strategicznych w obszarze energetyki, dystrybucji energii elektrycznej, wzmacnia trend wykorzystywania generacji rozproszonej z OZE do lokalnej produkcji zielonego wodoru i zarządzania jego magazynowaniem czy transportem, co wpływa na przyspieszenie tempa konwergencji sieci energetycznych i gazowych na poziomach lokalnych i regionalnych. Gazownictwo skutecznie buduje strategię rozwoju sieci gazowych, aktywnie działa na rzecz stworzenia przejrzystego rynku, ze spójnymi standardami i normami. Polska jest w tej dobrej sytuacji, że wcześniej niż Europa zaczęła proces dywersyfikacji kierunków dostaw gazu poprzez nowe długoterminowe kontrakty (LNG). Rozbudowała infrastrukturę, zbudowała interkonektory i połączona jest z rynkiem europejskim. To stabilizuje pozycję stanu gazu ziemnego w polskiej gospodarce nie tylko jako paliwa przejściowego, ale otwiera nowe możliwości w strategiach długoterminowych. Jako organizacja branżowa jesteśmy przekonani, że szeroka kooperacja wszystkich segmentów energii przyspieszy proces powstawania nowych regulacji, wzmocni myślenie strategiczne o przyszłości energetyki i pozwoli w obszarach weryfikować wartość opracowanych strategii. Głęboki kryzys energetyczny sprawia, że tylko poprzez szeroką współpracę można kreować potencjał inwestycyjny, wypracowując projekty na miarę wzrostu potencjału krajowego, zbliżając się w zazielenieniu do Europy.

Zapraszamy Państwa do współpracy, oczekujemy na zgłaszanie tematyki, którą IGG w ramach działalności statutowej podejmie w celu wypracowania ważnych dokumentów umożliwiających dalszy rozwój branży gazowniczej. Zapraszamy do wspólnej debaty nad strategią dla przyszłości w sektorze energii.

Teresa Laskowska, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

Rozwój gospodarki wodorowej a przyszłość branży gazowniczej w Polsce

Rola Izby Gospodarczej Gazownictwa i branży gazowniczej w rozwoju polskiej gospodarki wodorowej

Wojciech Kietliński

Wodór jest najpowszechniej występującym we wszechświecie pierwiastkiem, który może być wykorzystywany m.in. jako nośnik energii, dzięki czemu może, i powinien, odgrywać znaczącą rolę w gospodarce. Rozwój technologiczny spowoduje, że w nieodległej przyszłości technologie wodorowe przestaną być rozwiązaniami niszowymi, a staną się częścią ekonomicznego krajobrazu Europy.

Widząc potencjał i znaczenie tego pierwiastka dla przyszłości branży gazowniczej, Izba Gospodarcza Gazownictwa od dłuższego czasu bierze udział w pracach nad budową polskiej gospodarki wodorowej i działa na rzecz rozwoju wiedzy dotyczącej potencjału wodoru i wpływu, jaki może wywrzeć na zachodzące zmiany.

Wodór już obecnie ma wiele zastosowań przemysłowych. Jednym z największych jego odbiorców jest przemysł rafineryjny, w którym wykorzystywany jest on w procesach przetwarzania ropy naftowej w produkty finalne. Wodór używany jest również w przemyśle chemicznym, głównie w zakresie wytwarzania amoniaku i metanolu, a także w przemyśle hutniczym, przy produkcji żelaza i stali. Dotychczas większość produkowanego na świecie wodoru jest wytwarzana z paliw kopalnych. Według opracowanego przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA) raportu *The Future of Hydrogen*, w 2019 roku aż 76% wodoru wyprodukowano z gazu, a 22% z węgla. IEA wskazuje, że rocznie na produkcję wodoru przeznaczane jest 6% globalnego zużycia gazu ziemnego i 2% globalnego zużycia węgla, co skutkuje emisjami gazów cieplarnianych na poziomie 830 MtCO₂ rocznie¹. Jak widać z przytoczonych danych, już obecnie sektory gazu ziemnego i produkcji wodoru są ze sobą ściśle związane.

W ostatnim okresie podjęto wiele inicjatyw, powstało też wiele dokumentów na szczeblu lokalnym, krajowym i unijnym, mówiących o roli wodoru w gospodarce przyszłości.

W grudniu 2019 roku Komisja Europejska opublikowała komunikat dotyczący Europejskiego Zielonego Ładu, który opisuje się jako nową strategię na rzecz wzrostu. Jej celem jest przekształcenie Unii Europejskiej w sprawiedliwe i prosperujące społeczeństwo, żyjące w nowoczesnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarce, która w 2050 roku osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto i w ramach której wzrost gospodarczy nie będzie uzależniony od wykorzystania zasobów naturalnych.

W przyjętej w 2020 roku „Strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”² Komisja Europejska wskazała na rolę, jaką odegrają technologie wodorowe w transformacji europejskiej gospodarki w kierunku zeroemisyjności.

Wodór ma być elementem uzupełniającym dekarbonizację opierającą się na zwiększeniu zużycia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ma być medium, za pomocą którego energia elektryczna ma być magazynowana, co przyczyni się do rozwiązania problemu wahań sezonowych i niestabilności odnawialnych źródeł energii. Kolejnym, wskazanym przez Komisję Europejską zastosowaniem wodoru ma być przenoszenie energii z odległych miejsc jej wytwarzania do miejsc zużycia.

Według Komisji Europejskiej, wodór ma również zastępować paliwa kopalne w niektórych wysokoemisyjnych procesach przemysłowych oraz stanowić rozwiązanie dla tych segmentów systemu transportowego, w których trudno osiągnąć redukcję emisji. Wykorzystanie wodoru ma również pomóc w zapobieganiu powstawaniu „aktywów osieroconych” w obrębie gazociągów, ponieważ infrastruktura gazu ziemnego ma być wykorzystywana właśnie w transporcie wodoru.

W strategii UE dotyczącej integracji systemu energetycznego³ Komisja Europejska wskazuje jako jedną z trzech kluczowych inicjatyw w zakresie integracji systemu stosowanie paliw odnawialnych i niskoemisyjnych, w tym wodoru, do zastosowań końcowych, w których bezpośrednie ogrzewanie lub elektryfikacja nie są możliwe, nie są efektywne lub więcej kosztują⁴.

Wskazano na możliwość redukcji emisji z wykorzystaniem wodoru w takich sektorach jak ciężki transport drogowy, wybrane floty autobusów, niezelektryfikowane przewozy kolejowe, wodny transport morski i śródlądowy, transport lotniczy, przemysł stalowy, przemysł rafineryjny i przemysł chemiczny.

Komisja Europejska, świadoma różnych metod wytwarzania wodoru i ich emisyjności (patrz zamieszczony schemat), za główny cel wskazała rozwój wodoru odnawialnego, jako najbardziej

zbieżnego z długoterminowym celem UE w zakresie neutralności klimatycznej oraz dążeniem do integracji systemu energetycznego.

Jednocześnie KE przyznaje, że w krótkim i średnim okresie, aby zapewnić rozwój rynku wodorowego, potrzebne jest w Europie dopuszczenie wykorzystywania także innych niskoemisyjnych form wodoru. Niskoemisyjny wodór miałby być jednak rozwiązaniem przejściowym, ponieważ docelowo (po 2050 roku) wykorzystywany ma być wyłącznie wodór zeroemisyjny⁵.

Należy zwrócić uwagę, że Komisja Europejska wskazuje na dwie wizje rozwoju infrastruktury wodorowej. Pierwszą z nich jest tworzenie nowych sieci wodorowych – początkowo jedynie lokalnie. Drugą jest dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej, aby możliwe było domieszkowanie wodoru do metanu. Niezbędne jest również stworzenie infrastruktury magazynowej.

Zagadnienia związane z wodorem są również uwzględnione w dokumentach krajowych, w których opiniowaniu uczestniczyła Izba Gospodarcza Gazownictwa.

10 marca 2021 r. ogłoszono pełną treść „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040), w której wskazuje się, że popyt na wodór ulegnie zwiększeniu, jeżeli możliwe będzie

liczny, żegluga, lotnictwo czy kolejnictwo), ale także w sektorach ciepłowniczym i elektroenergetycznym (w ogniwach paliwowych i turbinach gazowych).

2 listopada 2021 roku Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku” (PSW), przedłożoną przez ministra klimatu i środowiska. PSW jest dokumentem strategicznym, który określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce oraz kierunki działań potrzebnych do ich osiągnięcia. Dokument wpisuje się w globalne, europejskie i krajowe działania, mające na celu budowę gospodarki niskoemisyjnej, a w jego opiniowaniu brała udział Grupa Ekspertów ds. Wodoru przy IGG.

Wizją Polskiej Strategii Wodorowej jest stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej rozumianej łącznie jako technologie wytwarzania, magazynowania, dystrybucji i wykorzystania wodoru, obejmujące scentralizowane i rozproszone systemy wytwarzania, magazynowania, transportu wodoru z wykorzystaniem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, a także innych form transportu, a następnie wykorzystanie go jako produktu końcowego (transport, przemysł, ciepłownictwo i energetyka zawodowa, przemysłowa i rozproszona w układach wytwarzania energii elektrycznej), oraz jako substratu w procesach przemysłowych, w tym – w ramach wodorowych magazynów energii – do wytwarzania syntetycznych paliw i nośników energii. Rozwój gospodarki wodorowej wymaga budowy całego łańcucha wartości oraz infrastruktury, która pomoże w jego wykorzystaniu. Będzie to wymagać rozwoju elektrolizerów, sieci dystrybucji wodoru, w tym powstania stosownej infrastruktury przesyłowej i transportowej, magazynów wodoru, infrastruktury tankowania, produkcji ogniw paliwowych wykorzystywanych w energetyce, ciepłownictwie, transporcie i innych sektorach gospodarki.

Realizacja wspomnianej wizji wymaga osiągnięcia sześciu celów. W ich ramach zostały wyróżnione konkretne działania, które mają być wprowadzane w życie w perspektywie krótkoterminowej (do 2025 roku) oraz średnioterminowej (do 2030 roku). Cele te odnoszą się do trzech priorytetowych obszarów wykorzystania wodoru, czyli energetyki, transportu i przemysłu, a także jego produkcji i dystrybucji oraz potrzeby stworzenia stabilnego otoczenia regulacyjnego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa ukierunkowała swoje działania w głównej mierze na realizację ostatniego, wymienionego

powyżej celu, ponieważ od lat czynnie uczestniczy w procesach doskonalenia prawa m.in. poprzez zgłaszanie wniosków legislacyjnych.

W ramach działalności IGG przygotowywane są autorskie projekty aktów prawnych, opiniowane są również projekty przesy-



jego transportowanie za pośrednictwem sieci gazowej i wykorzystanie w ogniwach paliwowych do wytwarzania energii elektrycznej. Dzięki temu poza istniejącymi zastosowaniami można będzie go z powodzeniem wykorzystywać nie tylko w sektorze transportowym (samochody osobowe, pojazdy ciężarowe, transport pu-

lane przez ministerstwa bezpośrednio do IGG lub publikowane w serwisach internetowych Rządowego Centrum Legislacji. Izba w pracach legislacyjnych wykorzystuje swój potencjał merytoryczny w zakresie wiedzy technicznej, wynikający z prowadzonej przez nią podstawowej działalności na rzecz polskiej branży gazowniczej, jaką jest opracowywanie powszechnie wykorzystywanych standardów technicznych, oraz z wiedzy wynikającej z udziału jej przedstawicieli w pracach przy opracowywaniu norm w ramach działalności w Polskim Komitecie Normalizacyjnym.

Mając na uwadze opisane powyżej działania, plany i strategie Unii Europejskiej i Polski, **IGG widzi przyszłość rozwoju branży gazowniczej w czynnym uczestniczeniu w transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej, w tym w działaniach na rzecz paliw nisko i zeroemisyjnych takich jak wodór**, dlatego podejmuje działania opisane poniżej:

- w 2019 roku powstała i aktywnie działa przy IGG Grupa Ekspertów ds. Wodoru, w której skład wchodzi autorytety ze świata nauki i biznesu,
- IGG przekazała rezultaty prac Grupy Ekspertów ds. Wodoru przy IGG do MKiŚ, które zawierają m.in. 27 propozycji tematów projektów wodorowych dla branży gazowniczej dotyczące produkcji, transportu i wykorzystania wodoru.

Przykładowe tematy projektów wodorowych

Projekt analityczny:

- analiza symulacyjno- optymalizacyjna sieci gazowej zasilanej dodatkowo z rozproszonych źródeł wodorowych.

Projekty demonstracyjne:

- zastosowanie wodoru (i/lub metanu) w celach komunalnych do wytwarzania prądu i ciepła z wykorzystaniem ogniw paliwowych (nowe osiedle, lokalny węzeł energetyczny),
- badanie elementów infrastruktury gazowej w warunkach rzeczywistych, lub zbliżonych do rzeczywistych, w szerokim zakresie ciśnień, w tym na wysokim ciśnieniu, przy zatłaczaniu domieszek wodoru do gazu ziemnego,
- sieci przesyłowe jako bufor transportujące mieszaniny $GZ+H_2$ do odbiorcy przemysłowego do celów reakcji konwersji metanu,
- opracowanie technologii i wytwarzanie wysokociśnieniowych rur kompozytowych (i zbiorników) do przesyłu i magazynowania węglowodorów (gaz ziemny, wodór), z wykorzystaniem krajowego producenta włókna i kompozytu bazaltowego,
- opracowanie polskiej technologii redukcji przenikalności wodoru przez obiekty metalowe i polimerowe z użyciem nanomateriałów,
- wytwarzanie niebieskiego wodoru z GZ w połączeniu z praktyczną sekwestracją CO_2 w krajowych strukturach podziemnych,
- układ elektrolizy pary wodnej lub koelektrolizy pary wodnej i dwutlenku węgla (H_2O a H_2 i jednocześnie CO_2 a CO) przewidziany do wytwarzania wodoru lub paliw syntetycznych w procesie Fischera-Tropscha w skali 1 MW +,

- demonstrator 10–50 kW układu ko- lub poligeneracyjnego opartego na ogniwach stałotlenkowych (SOFC),
- opracowanie typoszeregu stacjonarnych (i mobilnych) źródeł energii do zasilania rezerwowego (ang. *back-up power*) lub tzw. pozasieciowego (ang. *off-grid electricity*) z wykorzystaniem wodoru i ogniw paliwowych.

Projekty komercyjne:

- hub/wyspa zielonego wodoru z wykorzystaniem OZE oraz stworzeniem lokalnej gospodarki wodorowej,
- laboratorium/centrum badawcze. Laboratorium badania właściwości mechanicznych materiałów i obiektów do (wysoko)ciśnieniowego gromadzenia, przesyłania i użytkowania wodoru.

Niektóre ze zgłoszonych przez Grupę Ekspertów ds. Wodoru projektów są obecnie realizowane przez podmioty zrzeszone w IGG.

- Do projektu rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, zostały zgłoszone zapisy umożliwiające transport gazów zdekarbonizowanych i niskoemisyjnych, takich jak wodór i biometan, sieciami gazowymi.
- 9 września 2020 roku IGG przystąpiła do „Listu intencyjnego na rzecz budowy gospodarki wodorowej”, będącego inicjatywą ministra klimatu i środowiska.
- Przedstawiciele IGG brali udział w pracach sześciu zespołów wodorowych przy MKiŚ – łącznie zaangażowanych było 46 osób. Przedstawiciele IGG uczestniczyli w opracowywaniu końcowych stanowisk zespołów przy ministerstwie, które wykorzystano do opracowania zapisów porozumienia wodorowego.
- 14 października 2021 roku IGG przystąpiła do porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej.
- IGG przekazała przekrojową opinię i uwagi do projektu Polskiej Strategii Wodorowej. W przygotowanie opinii włączona została Grupa Ekspertów ds. Wodoru.
- IGG poprzez listy poparcia wspiera uzyskanie finansowania ze środków europejskich dla projektów wodorowych, realizowane w ramach konsorcjów międzynarodowych, w których uczestniczą polskie firmy.
- Przy IGG utworzono zespół techniczny ds. uzasadnienia proponowanych limitów dla ilości wodoru wprowadzanego do sieci gazowych. Zespół opracował dokument pt. „Wzrost, jakie muszą być spełnione, aby sieci gazowe były dofinansowane przez Komisję Europejską z programu FENIKS na lata 2021–2027”. Zawarte w dokumencie propozycje rozwiązań obejmują projekty inwestycyjne związane z budową, rozbudową, zmianą przeznaczenia, przekształcenia lub modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu, uwzględniające przygotowanie sieci do wprowadzenia do systemu i transport gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, których głównym składnikiem jest CH_4 oraz wodór w udziale do 10% (w mieszaninie z transportowanym paliwem gazowym), a także biometan lub syntetyczny metan. W opracowaniu uznano, że projekt powinien spełniać trzy kryteria:
 - elastyczności, tj. możliwości magazynowania energii lub/i wyrównania strony podaży i popytu rynku gazu i bezpiecz-

nego funkcjonowania pracy sieci gazowej, niezależnie od zmiennych warunków i kierunków zasilania w punktach wejścia oraz miejsca i czasu odbioru paliwa gazowego w punktach wyjścia,

- ułatwienia wykorzystania odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych – kryterium weryfikujące właściwości elementów sieci gazowej pod kątem możliwości wprowadzenia do sieci gazowej odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych,
- inteligentnej sieci gazowej – kryterium określające automatyzację zarządzania pracą sieci gazowej lub instalacji/sieci (elektroenergetycznej, ciepłowniczej) odbiorców końcowych (np. inwestycje *smart metering*, inwestycje w przyłączenie instalacji *Power to Gas/X*), co jest spójne z koncepcją łączenia sektorów.

- Obecnie trwają prace nad opracowaniem standardów i wytycznych technicznych dotyczące rozwiązań technicznych umożliwiających dodawanie wodoru do gazu ziemnego i jego transportu sieciami gazowymi.
- Izba, przy współpracy z firmami członkowskimi IGG, przygotowała materiał dotyczący kompleksowych rozwiązań prawnych dla powstania rynku wodoru.
- Izba promowała wiedzę o wodorze poprzez publikowanie artykułów w kwartalniku „Przegląd Gazowniczy” oraz organizację konferencji i sympozjów. Tematyka wodorowa była poruszona podczas sympozjum IGG w 2020 roku: „Wodór w infrastrukturze gazowej”, VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego (KPPG) w 2020 roku: „Perspektywy rozwoju rynku gazu”, konferencji „Zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne”, towarzyszącej targom w Kielcach w 2021 roku, a także podczas tegorocznego sympozjum „Polski Zielony Ład – program gazownictwa” i VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego „Rynek gazu w nowych realiach”. Za każdym razem poziom wystąpień i paneli jest wysoki, a tematyka rozszerza się na nowe, bardziej szczegółowe zagadnienia. Analizując ostatnie lata, łatwo dostrzec zmianę nastawienia przedstawicieli branży do wodoru. Temat wodoru poruszany jest nie tylko podczas oficjalnych debat, ale także w rozmowach kularowych. Widoczna jest też radykalna zmiana narracji. Nie rozważa się już, czy warto zajmować się wodorem. Obecnie dyskusje dotyczą tak szczegółowych zagadnień, jak wodór zielony czy niebieski, *local content*, skąd wziąć OZE, by wytwarzać zielony wodór, czy jak finansować transformację energetyczną z udziałem technologii wodorowych. Świadczy to o coraz większej wiedzy i zmianie podejścia do roli wodoru w transformacji energetycznej, a to z kolei można uznać za sukces prowadzonych przez IGG działań w zakresie poszerzania wiedzy o nowych technologiach i perspektywach rozwojowych wodoru w gazownictwie i energetyce.

IGG planuje kontynuować podjęte działania oraz rozszerzać o kolejne inicjatywy, takie jak:

- organizację serii spotkań z firmami członkowskimi, których celem będzie poszerzanie wiedzy o gospodarce wodorowej na świecie i pozyskanie *know-how* w zakresie technologii

wodorowych z zagranicy (Niemcy i inne państwa UE, Korea, Japonia),

- udział w rozpoczynających się pracach grup roboczych, powołanych na podstawie porozumienia sektorowego z MKiŚ, do których IGG skierowała swoich przedstawicieli (7 grup, w każdej trzech przedstawicieli IGG) oraz aktywne uczestniczenie w podejmowaniu decyzji przez Radę Koordynacyjną Porozumienia, w której zasiada przedstawiciel IGG,
- zorganizowanie warsztatów technicznych z możliwością zwiedzania działających instalacji wodorowych oraz szkoleń tematycznych,
- określenie wymagań jakościowych dla gazu ziemnego jako surowca. Dotychczas nie było to konieczne, ponieważ gaz ziemny nie był domieszkiwany gazami zero- i niskoemisyjnymi (wodorem i biometanem), co jest planowane w przyszłości,
- standaryzacja nowych technik pomiarowo-rozliczeniowych oraz algorytmów, np. algorytmów obliczania współczynników ściśliwości (dla sieci gazowych, w których pojawiają się istotne dodatki wodoru oraz w przypadku infrastruktury dedykowanej wodorowi),
- kontynuowanie prac nad opracowaniem standardów i wytycznych technicznych dotyczących rozwiązań technicznych umożliwiających dodawanie wodoru do gazu ziemnego i jego transportu sieciami gazowymi, w tym uwzględnienia roli gazu ziemnego z dodatkiem wodoru jako surowca m.in. odbiorców z obszaru tzw. wielkiej chemii,
- działania mające na celu budowanie w branży gazowniczej wiedzy na temat technologii wodorowych oraz przyszłości tego sektora gospodarki. Tematyka ta na stałe wpisała się w cyklicznie organizowane przez IGG wydarzenia, takie jak kongresy polskiego przemysłu gazowniczego, konferencje towarzyszące targom gazowniczym oraz coroczne sympozja IGG.

Dotychczasowe i planowane do realizacji przez IGG działania mają na celu zachęcić do włączenia się jak największej liczby podmiotów do wejścia na powstający rynek wodoru oraz zapewnić szczególną rolę w tworzącym się sektorze polskiej gospodarki wodorowej firmom członkowskim Izby Gospodarczej Gazownictwa. Przecież wodór to gaz!!!

Wojciech Kietliński, główny specjalista ds. technicznych, IGG

¹ International Energy Agency, The Future of Hydrogen, s. 89–120, raport dostępny jest pod adresem: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, COM(2020) 301 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

³ Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów *Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego*, COM(2020) 299 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020DC0299>

⁴ *Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia...*, s. 4.

⁵ *Strategia w zakresie wodoru...*, s. 7.

FIT FOR 55

– najważniejsze zagadnienia

Bartosz Prugar

Unia Europejska od kilku lat intensyfikuje działania ukierunkowane na dekarbonizację unijnej gospodarki. W lipcu 2021 roku KE przyjęła pakiet *Fit for 55*, który obejmuje wnioski legislacyjne dotyczące kluczowych z punktu widzenia branży aktów unijnych, m.in. unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), nowelizacji dyrektywy w sprawie energii odnawialnej (RED), nowelizacji dyrektywy o efektywności energetycznej (EED), rewizji dyrektywy w sprawie opodatkowania energii (ETD), rewizji dyrektywy w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych (AFID) oraz przeglądu rozporządzenia w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESR).

Z analiz przygotowanych przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa wynika, że działania UE należy w szerokiej perspektywie ocenić jako słuszne i jednocześnie bardzo ambitne. Poszczególne państwa UE korzystają z innego miksu energetycznego i działania określone w pakiecie powinny być dostosowane do możliwości państw członkowskich i uwzględniać odpowiednią perspektywę czasową wdrożenia rozwiązań oraz ich koszty w wymiarze finansowym, a także, a może przede wszystkim, społecznym i gospodarczym. Należy pamiętać, że każdy unijny kraj jest na innym poziomie rozwoju gospodarczego oraz ma zróżnicowane i w różnym stopniu rozwinięte gałęzie przemysłu, a także rozmaite rozwiązania dotyczące dostawy energii elektrycznej i ciepła do odbiorców, w tym komunalnych, co powinno zostać uwzględnione w unijnych przepisach.

Przedstawiony przez KE pakiet klimatyczny *Fit for 55* ma sprawić, że Unia Europejska ograniczy emisję gazów cieplarnianych o co najmniej 55 proc. do 2030 roku w porównaniu z poziomem emisji z 1990 roku, co jest bardzo ambitnym celem. Ważne jest, aby podejmowane w tym zakresie działania, które swoim zasięgiem obejmują poza energetyką również inne obszary, m.in. przemysł, transport, rolnictwo, leśnictwo czy budownictwo, były jak najbardziej skuteczne, realne i dostosowane do regionu, w którym mają być realizowane.

Gaz ziemny jest najmniej emisyjnym paliwem ze wszystkich paliw kopalnych oraz – w przeciwieństwie do źródeł odnawialnych – stabilnym, co ma olbrzymie znaczenie w kontekście polskiej energetyki opartej na węglu kamiennym i brunatnym. Dlatego wykorzystanie gazu ziemnego w transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej należy uznać za jak najbardziej uzasadnione rozwiązanie.

Jak się wydaje, nie znajduje to jednak odzwierciedlenia w rozwiązaniach pakietu *Fit for 55* w wersji przedłożonej przez KE. Choćby proponowane w ramach rewizji dyrektywy o efektywności energetycznej (dyrektywa EED) kryterium maksymalnej emisji może negatywnie wpłynąć na dalsze funkcjonowanie w Polsce systemu wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji, w tym w jednostkach opalanych paliwami gazowymi. Pod znakiem zapytania stawia zwłaszcza dopuszczalność

utrzymania progu emisyjności kwalifikującego do wsparcia na dotychczasowym poziomie. Równocześnie rewizja unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) istotnie modyfikuje cele inwestycyjne w ramach funduszy Modernizacji i Innowacji. Wsparcia z tych źródeł zostają pozbawione, zgodnie z propozycją KE, inwestycje wykorzystujące paliwa kopalne.

Takie podejście może mieć negatywny wpływ na możliwość uzupełnienia energetyką gazową niestabilnych OZE (przynajmniej w okresie przejściowym, do pojawienia się w Polsce energetyki jądrowej). Jednocześnie należy zauważyć, że przyjęcie restrykcyjnych kryteriów emisji CO₂ dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji na poziomie eliminującym gaz ziemny jako paliwo transformacyjne mogące mieć istotny wkład w osiąganiu celów redukcji emisji CO₂, należałoby uznać za sprzeczne ze stanowiskiem KE dopuszczającym osiągnięcie pośrednich celów redukcyjnych na drodze do neutralności klimatycznej dzięki zastąpieniu węgla gazem ziemnym. Komisja Europejska we wcześniejszych dokumentach uznała rolę gazu ziemnego jako ważnej technologii w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz zapowiedziała przyjęcie specjalnego prawodawstwa gwarantującego, że działalności dotyczące gazu ziemnego, przyczyniające się do redukcji emisji, będą korzystały z odpowiedniego finansowania. Wykorzystanie gazu ziemnego w wysokosprawnych gazowych kotłach kondensacyjnych przez odbiorców komunalnych jest rozwiązaniem sprawdzonym, z powodzeniem mogącym zastąpić tzw. kopciuchy, czyli kotły opalane niskiej jakości paliwami stałymi. Jest to rozwiązanie przynoszące szybki i realny efekt, polegający na poprawie jakości powietrza. Za niekorzystne należy uznać zmiany niesprzyjające stosowaniu tej sprawdzonej metody, pozwalającej na uzyskanie korzystnych efektów dla środowiska, które zostały zaproponowane w ramach rewizji unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) oraz rozporządzenia w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESR), których zapisy zwiększają cele redukcyjne w sektorach objętych ESR, wraz ze stworzeniem małego EU ETS. Sektory objęte rozporządzeniem ESR i małym EU ETS, czyli transport i budownictwo, w brzmieniu zaproponowanym przez KE, są *de facto* podwójnie obciążone. Już teraz w związku z ustaleniem wskaźnika zapotrzebowania budynku na nieodnawialną energię pierwotną (EP) na bardzo rygorystycznym poziomie, spełnienie tych wymagań w praktyce oznacza brak

możliwości instalacji w nowych budynkach mieszkalnych (domy jednorodzinne i budynki mieszkalne) kotłów gazowych jako jedyne rozwiązanie służące do celów bytowych. Szczegółowy sposób obliczania wskaźnika EP wynika z przepisów rozporządzenia w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej. W pewnym uproszczeniu można stwierdzić, że przy obliczaniu tego wskaźnika uzyskana wartość wskaźnika EP korygowana jest o tzw. współczynnik W_i (współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii lub nakładu energii). Współczynnik W_i został ustalony przepisami dla różnych nośników energii. Mimo znacznie niższej emisyjności (oraz znacznie korzystniejszych innych parametrów środowiskowych, jak np. braku odpadów stałych – popiołu, które należy zagospodarować), gaz ziemny uznany został przez prawodawcę *de facto* za nośnik energii tożsamy z takimi nośnikami jak węgiel brunatny czy węgiel kamienny, których większa szkodliwość dla środowiska jest bezdyskusyjna. Dodatkowo, w ramach rewizji dyrektywy w sprawie opodatkowania energii (dyrektywa ETD) znalazły się zapisy wprowadzające akcyzę na gaz ziemny wykorzystywany przez gospodarstwa domowe, co – o ile zostanie przyjęte przez Radę UE – będzie miało niekorzystny wpływ na wysokość rachunków za gaz odbiorców końcowych (dotychczas gaz przeznaczony do celów opałowych w gospodarstwach domowych był w pełni zwolniony z opodatkowania).

Wydaje się, że zapisy pakietu *Fit for 55* powinny pozwalać na stosowanie praktycznych, sprawdzonych i ekonomicznie uzasadnionych rozwiązań, których efektem będzie szybka poprawa jakości powietrza i ograniczenie emisji oraz niekorzystnego wpływu na środowisko. Takie sprawdzone rozwiązania są oparte na zastosowaniu paliwa gazowego i są już dostępne. Jednakże kryzys energetyczny, który rozpoczął się jesienią 2021 roku, doprowadził do przyjęcia kolejnych dokumentów przez KE – REPower EU (marzec br.) oraz REPower EU Plan (maj br.), które zwiększają ambicje KE w zakresie OZE, w tym produkcji biometanu i zielonego wodoru, oraz przyspieszenia transformacji, w tym np. przez zwiększenie celu OZE z 40 do 45%, co przyjął również PE w swoim mandacie negocjacyjnym dotyczącym RED. Wobec powyższego oraz obserwując toczące się prace w Radzie UE i PE nad pakietem *Fit for 55*, można spodziewać się, że negocjacje pakietu *Fit for 55* mogą przynieść jeszcze ambitniejsze cele transformacyjne, ale jednocześnie w niektórych obszarach, jak EE, uwzględniające uwarunkowania państw członkowskich. Jednocześnie rola gazu ziemnego wobec zawirowań w jego dostawach oraz wysokich i zmiennych cen gazu jest pod znakiem zapytania. KE krótkoterminowo prowadzi działania w zakresie zabezpieczenia dostaw gazu, ale w długiej perspektywie w OZE upatruje źródła stabilności i odporności unijnej gospodarki. Obecna sytuacja na rynku energii wymusza kolejne działania interwencyjne oraz przyspieszenie transformacji.

Widzimy również potencjał w „zazielenianiu” gazu ziemnego wodorem, biometanem i syntetycznym metanem. Potrzebne do stosowania takich rozwiązań technologie nie są jeszcze powszechnie dostępne i znajdują się na różnych stadiach rozwoju, a nakłady potrzebne na ich komercjalizację będą wysokie. Bezwzględne wymogi stosowania tylko najnowocześniejszych, zielonych technologii mogą prowadzić do ubóstwa energetycznego i wykluczenia części społeczeństwa ze zmian związanych z transformacją energetyczną i w praktyce w tak krótkim okresie są nierealne do wdrożenia mimo słusznego celu, jaki im przyświeca.

Jedną z korzystnych zmian rewizji dyrektywy OZE – według propozycji KE – jest rozszerzenie pojęcia i zmiana definicji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego. Modyfikacja ta powoduje, że definicja obejmie swoim zakresem nie tylko paliwa odnawialne wykorzystywane w transporcie, ale także w innych sektorach, jak np. ciepłownictwo. Zmiana daje podstawę do szerszego niż dotychczas wykorzystania gazów odnawialnych pochodzenia niebiologicznego. Istotną projektowaną zmianą wydaje się zobowiązanie państw członkowskich do wprowadzania do przepisów prawa i systemów wsparcia rozwiązań mających na celu zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła i chłodzenia z odnawialnych źródeł energii w zasobie budowlanym, włączając w to ogólnokrajowe środki dotyczące istotnego wzrostu działalności prosumenckiej, odnawialnych społeczności energetycznych i lokalnego magazynowania energii w powiązaniu z rozwiązaniami na rzecz wzmocnienia efektywności energetycznej w odniesieniu do kogeneracji oraz budynków pasywnych, budynków prawie zeroenergetycznych i zeroenergetycznych. W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa w naszym regionie do wytwarzania ciepła wciąż wykorzystywane są stałe paliwa kopalne, z ograniczonymi możliwościami stosowania energii odnawialnej na dużą skalę, co wynika ze struktur ciepłowniczych i nadrzędnej konieczności zasilenia ciepłem licznych odbiorców. Realność wdrożenia zielonych gazów w perspektywie 2030 roku jest wątpliwa zarówno ekonomicznie, jak i technicznie, zaś wykorzystanie odnawialnego ciepła i chłodu może grozić destabilizacją systemów. Niestety, w projekcie nie wskazuje się możliwości chociażby przejściowego wykorzystania gazu ziemnego. Jak wynika z opracowań załączonych do rewizji dyrektywy OZE, głównym celem wprowadzania proponowanych przez Komisję Europejską rozwiązań jest zastąpienie energią pochodzącą ze źródeł odnawialnych paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego. Jednym z ważniejszych postanowień jest zwiększenie wykorzystania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego i wykorzystanie wodoru w przemyśle. Chodzi przede wszystkim o szersze wykorzystanie wodoru odnawialnego pozyskiwanego w procesie elektrolizy oraz paliw syntetycznych opartych na wodorze. W polskiej gospodarce wodor produkowany jest przede wszystkim z paliw kopalnych i w świetle definicji nie stanowi paliwa odnawialnego pochodzenia niebiologicznego. Celowe wydaje się zatem podjęcie działań na rzecz uwzględnienia i wspierania wodoru odnawialnego produkowanego z energii elektrycznej pochodzącej z OZE, ale także poprzez reforming biogazu.

W ramach rewizji dyrektywy o efektywności energetycznej (dyrektywa EED) zaproponowano m.in. wprowadzenie zmiany obejmującej metodologię określania efektywności procesu kogeneracji, w świetle której wysokosprawna kogeneracja powinna zapewniać, aby bezpośrednie emisje dwutlenku węgla z produkcji kogeneracyjnej zasilanej paliwami kopalnymi wynosiły mniej niż 270 g CO₂ na 1 kWh energii wytwarzanej w skojarzeniu. Niespełnienie tego kryterium uniemożliwia uznanie procesu wytwarzania energii za wysokosprawną kogenerację. W tym kontekście należy zauważyć, że – według przepisów polskiej ustawy o wsparciu wysokosprawnej kogeneracji – wytwórca energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, którego jednostka kogeneracji jest opalana paliwami gazowymi i spełnia warunek jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na poziomie nie wyższym niż 450 kg CO₂ na 1 MWh wytwarzanej energii (czyli 450 g CO₂ na 1 kWh), może – stosownie do wielkości jednostki kogeneracji –

uczestniczyć w systemach wsparcia na określonych warunkach. Proponowane w ramach rewizji dyrektywy EED kryterium maksymalnej emisji na poziomie poniżej 270 g CO₂ na 1 kWh może negatywnie wpłynąć na dalsze funkcjonowanie w Polsce systemu wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji, w tym w jednostkach opalanych paliwami gazowymi. Pod znakiem zapytania stawia zwłaszcza dopuszczalność utrzymania progu emisyjności kwalifikującego do wsparcia na dotychczasowym poziomie.

W rewizji dyrektywy w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFID) jako korzystne należy wskazać uznanie przez KE za paliwa alternatywne CNG, LNG i LPG. Podobnie pozytywnie należy odbierać także włączenie do tej kategorii biomasy i biopaliw. Dobrym i przyszłościowym rozwiązaniem jest też uwzględnienie jako paliwa alternatywnego wodoru w postaci gazowej i ciekłej. Rewizja AFID wskazuje, że państwa członkowskie powinny do 1 stycznia 2025 roku zapewnić odpowiednią liczbę publicznie dostępnych punktów tankowania LNG co najmniej wzdłuż sieci bazowej TEN-T w celu umożliwienia poruszania się ciężkim pojazdom napędzanym LNG w całej UE, gdy istnieje na to zapotrzebowanie, chyba że koszty są nieproporcjonalne do korzyści, w tym korzyści środowiskowych. Do tej samej daty państwa członkowskie powinny zapewnić też odpowiednią liczbę punktów bunkrowania LNG na morskim szlaku sieci bazowej TEN-T, aby umożliwić statkom morskim poruszanie się wzdłuż sieci bazowej TEN-T. Państwa członkowskie powinny współpracować z sąsiadującymi państwami członkowskimi w celu zapewnienia odpowiedniej liczby takich stacji wzdłuż sieci bazowej TEN-T. Zatem, w perspektywie najbliższych lat konieczne będzie rozbudowanie infrastruktury tankowania LNG na lądzie i na morzu. Zgodnie z rewizją AFID, każde państwo członkowskie powinno na swoim terytorium zbudować minimalną liczbę publicznie dostępnych stacji tankowania wodoru do 2030 roku. W tym celu państwa członkowskie powinny zapewnić, aby publicznie dostępne stacje tankowania wodoru były rozlokowane wzdłuż sieci bazowej TEN-T i sieci kompleksowej TEN-T. Dla sektora gazowniczego są to korzystne rozwiązania, ponieważ zakładają one zarówno rozwój sektora paliw alternatywnych z wykorzystaniem gazu ziemnego (LNG, CNG), jak i, w dalszej perspektywie, na bazie wodoru.

W ocenie Izby Gospodarczej Gazownictwa, zwiększanie celów redukcyjnych względem obowiązujących dotychczas w sektorach objętych rozporządzeniem ESR może okazać się dotkliwie dla sektora gazownictwa. Należy bowiem zauważyć, że akt ten obejmuje transport i budownictwo, w których gaz ziemny często wykorzystywany jest jako paliwo. Ambitniejsze wspólne cele redukcyjne mogą wymusić stopniowe zmniejszenie wykorzystywania gazu ziemnego w tych sektorach.

Wodór

Komisja Europejska przedstawiła swoją wizję rynku wodoru w Europejskiej Strategii Integracji Sektora Energetycznego oraz Europejskiej Strategii Wodorowej. KE chce, aby działania podejmowane w celu rozwoju rynku wodoru były krokiem ku integracji sektorów energetycznych. Komisja upatruje w powszechnym wykorzystaniu wodoru szansy zjednoczenia sektora energii elektrycznej i gazu. Rozpatrując wodór jako paliwo w zastosowaniach przemysłowych, KE uważa, że ma on być wykorzystywany we wszystkich procesach, w których dekarbonizacja poprzez elektryfikację nie jest możliwa.

W opinii KE, w perspektywie krótko- i średnioterminowej niezbędne jest wykorzystanie wodoru niskoemisyjnego przede wszystkim w celu szybkiego zmniejszenia emisji z istniejącej produkcji wodoru oraz wspierania równoległego i przyszłego wdrażania wodoru odnawialnego. W ocenie KE, do 2024 roku produkcja wodoru odnawialnego ma mieć charakter zdecentralizowany, oparty na działaniu lokalnych elektrolizerów współpracujących z OZE. KE widzi potrzebę przyspieszenia rozwoju rynku wodoru i zakłada cele w wysokości 10 mln ton produkcji w UE i 10 mln ton z importu odnawialnego wodoru do 2030 roku. Ponadto, przewodnicząca KE zapowiedziała utworzenie Europejskiego Banku Wodorowego z alokacją 3 mld euro na inwestycje wodorowe.

Komisja Europejska szacuje, że dopiero po 2024 roku powstanie rzeczywiste zapotrzebowanie na infrastrukturę wodorową. Promowane są w tym zakresie dwie wizje. Pierwszą z nich jest tworzenie nowych sieci wodorowych. Komisja uznaje jednak, że początkowo powinny one mieć charakter lokalny. Drugą jest przekształcenie istniejącej infrastruktury gazowej w taki sposób, aby możliwe było domieszkowanie wodoru do metanu. Chodzi przede wszystkim o wykorzystanie sieci przesyłowych, które pozwolą na transport wodoru z ośrodków o dużej gęstości produkcji do ośrodków o dużym zapotrzebowaniu. Komisja dostrzega w tym pewne zagrożenie, jak np. konieczność zmian zastosowań końcowych w taki sposób, aby mogły być one gotowe do wykorzystywania metanu z domieszką wodoru. Ponadto, niezbędne jest stworzenie infrastruktury magazynowej zwłaszcza przy klastrach przemysłowych. Komisja zaznacza, że dostęp do zaplecza wodorowego powinien być otwarty dla wszystkich, zaś aby nie zakłócać równych warunków działań rynkowych, operatorzy sieci powinni pozostać neutralni (co rozumiemy jako stosowanie zasady TPA i niedyskryminacji w dostępie do infrastruktury wodorowej).

Polska wizja rynku wodoru została przedstawiona w Polskiej Strategii Wodorowej (PSW). Podstawowe założenia PSW są zbliżone do postulatów prezentowanych przez KE w obu ww. strategiach – wodór ma stanowić szansę dla łączenia sektorów gazowego i elektroenergetycznego oraz ma być wykorzystywany we wszystkich zastosowaniach przemysłowych, w których elektryfikacja nie wchodzi w grę.

PSW zakłada wdrożenie technologii wodorowych w energetyce, co jest potrzebne w kontekście wzrastającego udziału niesterowalnej energii elektrycznej z OZE w miksie energetycznym. Mają w tym pomóc przede wszystkim instalacje P2G, pozwalające na przekształcenie energii elektrycznej w wodór w procesie elektrolizy i umożliwiające zagospodarowanie nadwyżek energii. Dużymi ambicjami przy udziale wodoru są dekarbonizacja transportu i przemysłu. Powyższe cele mają być osiągnięte poprzez promowanie wykorzystania pojazdów napędzanych wodorem oraz wspieranie działań na rzecz produkcji i zastosowania wodoru niskoemisyjnego do procesów produkcji petrochemicznej i nawozowej. Projektodawcy stawiają na stworzenie warunków do produkcji wodoru odnawialnego w nowych instalacjach. Surowiec ma być pozyskiwany nie tylko w procesie elektrolizy wody, ale także z biometanu, gazów odpadowych czy gazu ziemnego przy wykorzystaniu technologii CCS/CCU. Wodór ma być także sprawnie i bezpiecznie dystrybuowany, co ma umożliwić współpracę OSPg i OSPe. To wszystko ma następować w stabilnym otoczeniu regulacyjnym.

O ile oczywiste jest włączenie infrastruktury wodorowej do systemu energetycznego oraz wspieranie przede wszystkim rozwiązań

odnawialnych, o tyle nadal niepewne jest to, jakiego rodzaju produkcja wodoru będzie się rozwijać w pierwszej fazie – czy wytworzenie będzie miało charakter lokalny i rozproszony czy wielkoskalowy i scentralizowany.

W aktualnym stanie prawnym infrastruktura sieciowa przeznaczona do transportu czystego wodoru nie jest objęta zakresem zastosowania dyrektywy gazowej, ponieważ systemy gazu ziemnego nie obejmują sieci/gazociągów wodorowych. Jednocześnie w treści „Białej księgi w sprawie sieci wodorowych” ACER zaznaczyła, że wodór jest objęty dyrektywą gazową w zakresie, w jakim może on być bezpiecznie domieszkowany do metanu i transportowany sieciami gazu ziemnego.

W konsekwencji należy dojść do wniosku, że w zależności od tego, czy wodór jest transportowany (magazynowany) z wykorzystaniem infrastruktury sieciowej/magazynowej dedykowanej dla czystego wodoru, czy jest on transportowany/magazynowany razem z gazem ziemnym (przy wykorzystaniu infrastruktury dedykowanej gazowi ziemnemu), wodór oraz działalność w zakresie jego transportowania/magazynowania jest wyłączona albo podlega reżimowi dyrektywy gazowej. Należy zatem przyjąć, że infrastruktura i działalności w zakresie transportu i magazynowania wodoru domieszkowanego do gazu ziemnego podlegają zasadom funkcjonowania sektora gazowego wynikającym z dyrektywy gazowej.

Z drugiej strony, prawo energetyczne przyjmuje szerszy niż dyrektywa gazowa zakres definicji gdzie przesył i dystrybucja w sektorze gazu zostały zdefiniowane jako transport paliw gazowych odpowiednio sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi, natomiast paliwa gazowe zostały zdefiniowane jako gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia.

Na bazie tak sformułowanych definicji, zwłaszcza szerokiej definicji paliw gazowych, należy przyjąć, że paliwa gazowe mogą obejmować różne rodzaje gazu palnego, o ile jest on dostarczany za pomocą sieci gazowej.

Tym samym infrastruktura sieciowa i magazynowa oraz powiązane z nimi działalności w zakresie transportu i magazynowania paliw gazowych nie zostały ograniczone w przepisach PE do infrastruktury i działalności dotyczących wyłącznie gazu ziemnego i w związku z tym należy je odnosić również do infrastruktury i działalności dotyczących wodoru (zarówno czystego, jak i domieszkowanego do metanu, transportowanych sieciami gazowymi).

Uwzględniając powyższe, należy dojść do wniosku, że z uwagi na przyjęty w prawie energetycznym system definicji, podstawowe zasady regulujące funkcjonowanie sektora gazu (zasada TPA, *unbundling*, koncesje i taryfy) znajdują zastosowanie zarówno do działalności i infrastruktury dotyczących wodoru domieszkowanego do metanu, jak i do działalności i infrastruktury dotyczących czystego wodoru. Prawo energetyczne przyjmuje zatem szerszy niż dyrektywa gazowa zakres zastosowania ww. zasad.

Obecnie prawodawstwo traktuje sieci elektroenergetyczne oraz gazowe odrębnie i w konsekwencji nie istnieją przepisy, które odnosiłyby się do integracji międzysektorowej rynku energii i gazu lub do przekształcania energii elektrycznej w paliwo gazowe (wodór). Przyłączona do sieci instalacja P2G, z punktu widzenia operatora systemu gazowego, będzie stanowiła punkt wejścia ze źródła (aczkolwiek obowiązujące obecnie instrukcje ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych operatorów

systemów gazowych nie wymieniają wśród dostępnych źródeł instalacji P2G). Natomiast z punktu widzenia operatora systemu elektroenergetycznego instalacja taka będzie stanowiła punkt wyjścia z sieci elektroenergetycznej i także nie będzie uznawana za integralną część tej sieci.

W związku z tym do instalacji P2H oraz P2G zastosowanie znajdą przepisy ogólne. Przyjmując, że wodór oraz mieszanka wodoru z metanem, wytworzone przy użyciu tych technologii, stanowią paliwo gazowe, można uznać, że w ramach tych technologii będzie dochodziło do wytwarzania paliw gazowych. Taka aktywność jest zwolniona z reglamentacji, zatem – w świetle prawa – wytwarzanie wodoru lub gazu w instalacjach P2G oraz P2H nie wymaga uzyskania koncesji.

Inaczej jest w przypadku technologii P2G2P, z wykorzystaniem której będzie powstawała energia elektryczna. Co jednak istotne, biorąc pod uwagę definicję odnawialnego źródła energii, zawartą w dyrektywie RED II, instalacje typu *Power to Gas to Power* mogą zostać uznane za instalacje odnawialnego źródła energii na gruncie prawa krajowego w zakresie, w jakim będą wytwarzały energię z wodoru, który nie został wytworzony z paliw kopalnych.

Zagadnienie związane z wykorzystywaniem technologii *Power to Gas* przez operatorów systemów elektroenergetycznych (OSPe, OSDe) i gazowych (OSPg, OSDg) budzą istotne wątpliwości natury prawnej. Z jednej strony bowiem w dokumentach unijnych i rządowych podkreśla się, że analizowana technologia może sprzyjać głębokiej integracji sektora elektroenergetycznego i gazowego, z drugiej zaś – na gruncie obowiązujących obecnie wymogów w zakresie niezależności operatorów – nie mogą oni wykonywać działalności w zakresie niezwiązanym z przesyłem lub dystrybucją, a zwłaszcza nie mogą prowadzić działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii.

W sektorze energii elektrycznej i gazu ziemnego istnieje bowiem wiele przepisów istotnie ograniczających możliwość wykonywania działalności gospodarczej przez operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych, które zakładają ścisłe rozdzielenie działalności sieciowej od działalności w zakresie wytwarzania lub dostaw. W sytuacji, jak już wspomniano powyżej, gdy działalność wykonywana przy wykorzystaniu instalacji P2G może zostać uznana za wytwarzanie paliw gazowych, na gruncie przywołanych powyżej przepisów istotne wątpliwości może budzić ewentualne zarządzanie tymi instalacjami przez operatorów systemów gazowych. Analogiczne wnioski należy sformułować w odniesieniu do ewentualnego zarządzania instalacjami P2G2P przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

Potencjalnie, rozwiązaniem, które mogłoby umożliwić operatorom zarządzanie instalacjami *Power to Gas*, byłoby zakwalifikowanie działalności prowadzonej przy wykorzystaniu tych instalacji nie jako wytwarzanie wodoru lub paliw gazowych, ale jako proces energetyczny będący częścią magazynowania energii. W takim wariancie OSPg (a potencjalnie także OSDg) mogliby świadczyć na rzecz operatorów systemu elektroenergetycznego (ewentualnie na rzecz uczestników rynku energii) usługę magazynowania energii w sieci gazowej.

Obowiązujące przepisy PE, analogicznie jak przepisy prawa europejskiego, nie wyodrębniają instalacji *Power to Gas* ani rodzaju działalności polegającej na magazynowaniu energii w sieci gazowej, której nośnikiem jest gaz zatłoczony do tej sieci z instalacji P2G. Analizując definicję magazynowania energii elektrycznej

z PE, można uznać, że może to dotyczyć sieci gazowej – prawodawca wskazał, że możliwe jest magazynowanie energii poprzez jej przetworzenie do innej postaci energii. Jednak istniejąca definicja magazynu energii elektrycznej z PE wyklucza możliwość przyjęcia, że sieć gazowa stanowi magazyn energii.

Niemniej jednak, biorąc pod uwagę formułowane postulaty i kształt przepisów PE, można rozważyć wdrożenie w prawie krajowym mechanizmów magazynowania energii w sieci gazowej. Jakkolwiek przepisy takie nie będą implementowały prawa unijnego (bo brak takiego w tym zakresie), to nie będą one również stać w sprzeczności z tym prawem. Analizując z kolei definicję instalacji magazynowej i pojemności magazynowych gazociągów, należy wskazać, że ewentualne uznanie magazynowania energii w sieci gazowej za działalność w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacji magazynowej prowadzi do uznania, że OSPg lub OSDg mogą podejmować tego typu działalność po uzyskaniu koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacji magazynowej oraz po wyznaczeniu operatora zarządzającego siecią na operatora magazynowania.

Odnosząc się do możliwych rozwiązań w zakresie technologii P2G, należy wskazać, że powinny one zostać zaprojektowane w taki sposób, aby – z jednej strony – nie naruszały wymogów w zakresie niezależności operatorów, a z drugiej – aby sprzyjały rozwojowi takich instalacji.

Próbując wyjść naprzeciw potrzebom w tym zakresie, na przełomie lat 2021 i 2022 z inicjatywy Izby Gospodarczej Gazownictwa i na podstawie opublikowanych przez Komisję Europejską w grudniu 2021 roku propozycji tzw. III pakietu gazowego, na który składają się m.in. projekty dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/942, powstał projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw, w którym zaproponowano wprowadzenie do krajowego porządku prawnego podstawowych rozwiązań prawnych umożliwiających rozwój rynku wodoru oraz rozwiązań mających przełożyć się na większą integrację systemu energetycznego. Poniżej prezentujemy najważniejsze kierunki zaprojektowanych zmian.

W ramach projektu ustawy położono nacisk na uregulowanie kwestii wprowadzenia wodoru do sieci gazu ziemnego (paliw gazowych), tak aby możliwy był transport mieszanki wodoru i gazu ziemnego tymi sieciami, co ma na celu umożliwienie przedsiębiorstwom gazowym rozwijanie projektów w zakresie wykorzystania wodoru, w tym wodoru odnawialnego, w ramach istniejących sieci gazowych, a docelowo ma umożliwić transportowanie sieciami gazowymi gazu z domieszką wodoru o parametrach określonych w przepisach wykonawczych do projektowanej ustawy. W ramach projektu zaproponowano także zapisy umożliwiające rozwój odrębnego systemu wodorowego, który będzie dedykowany wodorowi o wysokim stopniu czystości. Zaproponowane w tym segmencie rozwiązania wychodzą naprzeciw projektowi dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru (aktualna wersja z 15 grudnia 2021 roku) i zostały czę-

ściowo do nich dostosowane w zakresie, w jakim jest to zgodne z obecnie obowiązującymi przepisami prawa Unii Europejskiej. Docelowo projekt zakłada funkcjonowanie niezależnego od systemu gazowego systemu wodoru o wysokim stopniu czystości, w ramach którego będzie prowadzona działalność w zakresie transportu i magazynowania wodoru oraz przemiany stanu skupienia wodoru przy wykorzystaniu terminali wodoru.

Projekt ustawy wprowadza także regulacje dotyczące systemu wodorowego oraz reguluje status przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność w zakresie transportu, magazynowania oraz przemieniania stanu wodoru z wykorzystaniem terminalu wodorowego. Wprowadza pojęcie systemu wodoru, a także przepisy regulujące zasady funkcjonowania tego systemu oraz rozwiązania prawne umożliwiające prostsze lokalizowanie i budowanie nowej infrastruktury wodorowej.

Jednym z celów projektu ustawy jest stworzenie mechanizmów, które pozwolą na powstanie odrębnego systemu wodorowego. Służyć ma temu rozszerzenie zakresu stosowania ustawy z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne” oraz zmiana podstawowych definicji legalnych.

Ponadto, projekt wprowadza rozwiązania prawne umożliwiające dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do transportu i magazynowania paliw gazowych z domieszką wodoru oraz tworzenie nowej infrastruktury wodorowej.

Na gruncie projektu ustawy dokonuje się niezbędnych zmian pozwalających na wykonywanie działalności polegającej na skraplaniu paliw gazowych, w tym z domieszką wodoru. Dotychczas ustawa „Prawo energetyczne” wyróżniała wyłącznie działalność polegającą na skraplaniu gazu ziemnego. Z uwagi na oczekiwany wzrost udziału gazów odnawialnych w miksie energetycznym, przepisy dotyczące tego rodzaju działalności powinny zostać zmienione.

Rozwój rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, w tym wodoru, wymaga szerszego wykorzystania instalacji pozwalających na konwersję energii elektrycznej do innej postaci, przede wszystkim gazowej. Dlatego konieczne było wprowadzenie definicji podstawowych pojęć w tym zakresie, tj. „konwersji energii” oraz „instalacji konwersji energii”. W ocenie projektodawców, celowe wydaje się odróżnienie na poziomie definicji legalnych działalności produkcyjnej/wytwórczej od świadczenia usług konwersji przez operatorów systemów gazowych lub elektroenergetycznych. W przypadku usługi świadczonej przez operatora obejmuje ona zmianę nośnika energii, która nie stanowi własności operatora. W takim ujęciu instalacje *Power to Gas* oraz *Gas to Power* nie byłyby traktowane jako infrastruktura produkcyjna/wytwórcza, ale jako urządzenia łączące system elektroenergetyczny, gazowy i wodorowy. Ustawa wprowadza także nowe przepisy, które określają zasady świadczenia usługi konwersji energii oraz powstawania i eksploatacji instalacji konwersji energii.

Na poziomie krajowym trwają prace nad adaptacją regulacji unijnych i trendów dotyczące gazów niskoemisyjnych do polskiego porządku prawnego, co widać chociażby w zaproponowanym projekcie nowelizacji ustawy o OZE, ustawy o biokomponentach i biopaliwach, rozporządzeń dotyczących zagadnień związanych z wodorem w zakresie wymagań jakościowych, badań jakości czy metod pobierania próbek.

Rozwój rynku wodoru wymaga kompleksowego uregulowania, które umożliwi potencjalnym uczestnikom podjęcie odpowiednich działań.

Bartosz Prugar, koordynator ds. regulacji, IGG

Działania Izby Gospodarczej Gazownictwa w zakresie biometanu

Paweł Filanowski

Biometaan ma potencjał, aby stopniowo ograniczać rolę gazu ziemnego w miksach energetycznych państw członkowskich UE. Może on być wykorzystywany jako paliwo transportowe, nośnik energii lub surowiec redukujący emisję dwutlenku węgla w przemyśle. Zwiększenie produkcji biometanu zmniejszy zależność Unii Europejskiej od importu paliw kopalnych z kierunku wschodniego oraz przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej. Kryzys gazowy związany z wojną w Ukrainie pokazuje, jak ważne jest to, aby Europa – w tym Polska – szukała nowych źródeł gazu. Komisja Europejska nakreśliła plan zmniejszenia zależności od rosyjskiego surowca, w czym ma pomóc zwiększenie dostaw skroplonego gazu LNG do europejskich gazoportów, szersze wykorzystanie innych dostawców poprzez sieć gazociągów oraz rozwój odnawialnych źródeł energii. Według szacunków Europejskiego Stowarzyszenia Biogazowego, jeżeli sektor biogazowy utrzyma dotychczasowe tempo rozwoju, to powinien zwiększyć moce produkcyjne dwukrotnie do 2030 roku, a do 2050 czterokrotnie. Dodatkowo, warto nadmienić, że 15 grudnia 2021 roku Komisja Europejska opublikowała pakiet propozycji regulacji mających na celu dekarbonizację rynku gazu poprzez promocję gazów niskoemisyjnych oraz wodoru. Nowe przepisy mają ułatwić inwestycje w sektor gazów niskoemisyjnych oraz wprowadzenie ich do istniejącej sieci gazowej. W zatwierdzonym przez Radę Ministrów dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” podkreślono dążenie do włączenia biometanu i wodoru jako paliw na poziomie 10 proc. całego gazu przesyłanego infrastrukturą gazową. Według szacunków naukowców z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, potencjał produkcji biometanu wynosi w Polsce około 7–8 mld m sześć. rocznie. Rozwój sektora biometanu w Polsce jest kluczowy również z punktu widzenia realizacji przez podmioty zobowiązane (takie jak Orlen czy Lotos) celów NCW (narodowy cel wskaźnikowy). Polska, rozwijając rynek biometanu, może w dłuższej perspektywie zostać znaczącym graczem na europejskim rynku biometanu, poprawiając jednocześnie konkurencyjność własnego przemysłu.

Jako podmiot wspierający działania branży Izba Gospodarcza Gazownictwa, widząc potrzeby rynkowe, aktywnie uczestniczy w realizacji tematyki związanej z biometanem. W ramach swojej działalności zrealizowała wiele działań mających na celu rozwój branży biometanu.

Jednym z działań mających na celu przybliżenie pracownikom branży tematyki biometanu było wydanie specjalne „Przeglądu

Gazowniczego”, w całości poświęcone tematyce biogazu/biometaanu. Do wydania zostali zaproszeni praktycy z sektora gazowniczego, naukowcy z ośrodków uniwersyteckich i instytutów badawczych, funkcjonujący w otoczeniu branży biogazu/biometaanu, którzy posiadają niezbędne kompetencje w ramach opisywanych zagadnień. W numerze zostały zaznaczone kwestie rozwoju rynku biometanu za granicą m.in. w takich krajach jak Dania, Niemcy, Włochy czy Francja. Z drugiej strony omówiono możliwości rozwoju rynku biometanu w kraju. Zostały one opisane zarówno z perspektywy Europejskiego Zielonego Ładu, jak i realizowanych działań krajowych. Warto zaznaczyć jest to, że IGG jako pierwsza na łamach wydania specjalnego „Przeglądu Gazowniczego” poruszyła całość tematyki – od wytwarzania biogazu, poprzez jego uzdatnianie do biometanu, aż do zagadnień związanych z zatłaczaniem tego paliwa do sieci gazowej. Przykładem powyższego jest artykuł prof. Jacka Dacha dotyczący technologii wytwarzania biogazu, w którym autor opisuje dostępne na rynku rodzaje technologii wytwarzania biogazu. W wydaniu tym nie zabrakło również spojrzenia na tematykę biometanu pod kątem prawnym w aspekcie możliwości i barier prawnych wykorzystania biogazu i biometanu na potrzeby realizacji przez Polskę celów OZE. Czytelnicy mogli też zapoznać się z tekstem dr. hab. inż. Andrzeja Barczyńskiego, który w sposób szczegółowy omówił tematykę wprowadzania biogazu/biometaanu do sieci gazowej. Wydanie specjalne rozdystrybuowano wśród władz krajowych i samorządowych w liczbie ponad 1200 egzemplarzy.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, wspierając realizację zadań w zakresie rozwoju sektora biometanu w Polsce, uczestniczyła w opracowaniu materiału dotyczącego kierunkowych rozwiązań umożliwiających stworzenie rynku biometanu w UE i w Polsce oraz modelu funkcjonowania rynku biometanu w Polsce. W ramach projektu opracowano kompleksową analizę kluczowych aspektów biznesowych oraz prawno-regulacyjnych rozwoju rynku biometanu na poziomie krajowym oraz Unii Europejskiej. Nadrzędnym celem prac była analiza barier rozwojowych oraz wypracowanie rekomendacji dla stworzenia rynku biometanu w UE i w Polsce, zwłaszcza w zakresie mechanizmów wsparcia tworzących korzystne warunki funkcjonowania dla inwestorów.

Efektom prac był raport składający się z czterech rozdziałów.

1. Analiza benchmarkingowa wybranych rynków biometanu.
2. Identyfikacja interesariuszy rozwoju rynku biometanu w Polsce i Unii Europejskiej.
3. Identyfikacja barier i rekomendacje dla rynku biometanu w Unii Europejskiej.

4. Identyfikacja barier i rekomendacje dla rynku biometanu w Polsce.

Analizie towarzyszyła opinia prawna będąca rozszerzeniem analizy zagadnień regulacyjnych zawartej w raporcie głównym.

Dostrzegając aktualne trendy w branży gazowniczej i w związku z rosnącym zainteresowaniem i potrzebą rozpoczęcia kolejnych działań w obszarze zwiększenia wykorzystania i znaczenia biometanu w krajowym bilansie energetycznym, Zarząd IGG uchwałą z 16 września 2021 roku powołał Zespół IGG do spraw Rozwoju Rynku Biometanu. Głównym celem zespołu było opracowanie propozycji rozwiązań branży, których implementacja do krajowego porządku prawnego ma umożliwić rozwój rynku biometanu w Polsce, z uwzględnieniem oczekiwań wszystkich interesariuszy. Głównymi kierunkami działań powołanego zespołu było przedstawienie konkretnych propozycji branży, dzięki którym możliwe będzie faktyczne zniwelowanie wskazywanych przez otoczenie ryzyk/problemów. Zespół powstał, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom strony rządowej, która oczekuje jednolitego stanowiska ze strony branży gazowniczej. Do kluczowych działań podjętych przez zespół, które ukierunkowały wypracowanie rekomendacji, należała m.in. analiza działań i wyników prac grup roboczych działających przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska, powołanych przez ministerstwo do opracowania pakietu propozycji w zakresie szeroko rozumianej branży biometanowej. Kolejną tematyką mającą wpływ na przygotowanie rekomendacji była analiza zagadnień związanych z projektem rozporządzenia ministra klimatu i środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, którego zakres dotyczy m.in. parametrów jakościowych biometanu zatłaczanego do sieci gazowych. Parametry te są kluczowe w kontekście możliwości uzyskania biometanu o odpowiedniej jakości, co umożliwi przyłączenie biogazowni do sieci gazowej. Zdaniem zespołu ważne jest, aby parametry te uwzględniały ryzyka i korzyści obu stron, tj. spółek dystrybucyjnych oraz operatora biogazowni. Zespół skupił się następnie na przygotowaniu planu działań uwzględniającego zapisy zawarte w porozumieniu o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu, podpisanym 23 listopada 2021 roku. W ramach tego działania członkowie zespołu ustalili, że zakres prac powinien skupiać się na roli sektora gazowego w rozwoju rynku biometanu, ze szczególnym uwzględnieniem infrastruktury gazowej. Do opracowanego zakresu prac przypisano zadania poszczególnym członkom zespołu, dzięki czemu możliwe było wypracowanie i uzgodnienie wewnątrz zespołu materiału wstępnego. Na jego podstawie powstało docelowe sprawozdanie z prac zespołu, zawierające propozycje i rekomendacje branży gazowniczej w zakresie rozwoju i funkcjonowania rynku biometanu.

Zespół skupił się na przedstawieniu rekomendacji dla zagadnień związanych z aspektami technicznymi przyłączenia biogazowni do sieci gazowej oraz aspektami organizacyjno-finansowymi.

Wśród aspektów technicznych zespół wskazał m.in. działania OSD w zakresie zwiększenia możliwości odbioru wprowadzanego biometanu przez sieć gazową oraz określił metodykę wyznaczania chłonności sieci gazowej. Według zespołu, ważny przy wyznaczaniu chłonności sieci jest jej podział na miesiące i wskazanie:

a) wartości średniej godzinowej z okresu ostatnich dwóch lat dla danego miesiąca,

- b) wartości godzinowej minimalnej,
- c) wartości godzinowej maksymalnej,
- d) ewentualnie podziału dobowego.

Podczas prac nad dokumentem końcowym w aspekcie chłonności sieci zwrócono uwagę na to, aby przy wyznaczaniu chłonności nie stosować współczynników ograniczających wartość średnią, minimalną i maksymalną. Z analizy należy wykluczyć okresy, w których zostały odnotowane stany awaryjne.

Przy wyznaczaniu minimalnej wartości do ciągłego zatłaczania biometanu należy brać pod uwagę możliwość kilkugodzinnego gromadzenia biogazu bezpośrednio w biogazowni, co w przypadku okresowego braku chłonności, np. 1 godzina w ciągu doby, może umożliwić przyłączenie instalacji.

W zakresie działań OSD umożliwiających zwiększenie możliwości odbioru w sieci gazowej wprowadzanego biometanu w dokumencie wypracowanym przez zespół znalazły się rekomendacje dotyczące:

- a) przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwórczych odnawialnego paliwa gazowego,
- b) weryfikacji pracy systemu gazowego,
- c) przebudowy/rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
- d) dostosowania infrastruktury do dystrybucji odnawialnych paliw gazowych.

Dokument powstawał w zespole złożonym z członków wskazanych do prac przez firmy członkowskie IGG. Wypracowany materiał przekazano do Ministerstwa Klimatu i Środowiska w celu jego dalszego wykorzystania.

Izba zgłosiła przedstawiciele branży gazowniczej do grup roboczych w ramach porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu działających przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska. Wśród grup roboczych można wyróżnić:

- grupę roboczą nr 1 – rozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu,
- grupę roboczą nr 2 – bioLNG i bioCNG oraz zatłaczania biometanu do krajowej sieci dystrybucyjnej gazu,
- grupę roboczą nr 3 – łańcuch dostaw i *local content*,
- grupę roboczą nr 4 – zagospodarowanie biomasy pochodzącej z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego oraz nawozowe wykorzystanie substancji pofermentacyjnych,
- grupę roboczą nr 5 – identyfikowanie barier ograniczających rozwój rynku biogazu i biometanu oraz propozycja ich zniesienia,
- grupę roboczą nr 6 – mechanizmy wspierające i promocyjne, rozwój kadry i systemu kształcenia,
- grupę roboczą nr 7 – handel uprawnieniami do emisji unikatnych,
- grupę roboczą nr 8 – finansowanie projektów biogazowych i biometanowych.

W ramach zapisów firmy członkowskie zgłosiły swoich kandydatów do pracy w grupach roboczych oraz kandydatów na koordynatorów grup. W każdej utworzonej grupie IGG ma swoich przedstawicieli, którzy prezentują stanowisko branży podczas spotkań zespołów. Dodatkowo, wśród kandydatów zgłoszonych na koordynatorów grup Rada Koordynacyjna Biogazu/Biometanu, działająca przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska, dokonała wyboru dwóch kandydatów zgłoszonych przez IGG.

- Grupa robocza nr 1 – rozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu – Paweł Filanowski (zatrudniony w IGG),

– Grupa robocza nr 7 – handel uprawnieniami do emisji unikniętych – Paweł Laskowski (zatrudniony w PGNiG SA).

Koordinatorzy grup przedstawili plany działania oraz zakres prac Radzie Koordynacyjnej ds. Biogazu/Biomietanu, której członkiem z ramienia IGG jest Teresa Laskowska, dyrektor IGG, i której przewodniczy minister Ireneusz Zyska z Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Plany te były poddane głosowaniu przez Radę. W listopadzie br. planowana jest konferencja stron (uczestników porozumienia sektorowego), podczas której koordinatorzy grup będą przedstawiać zrealizowane i planowane działania na rzecz sektora biometanu.

Dodatkowo, wśród działań IGG zrealizowanych na rzecz sektora biometanu było wypracowanie standardu dotyczącego parametrów jakościowych biometanu załączanego do sieci gazowej, który posłużył Ministerstwu Klimatu i Środowiska jako uzasadnienie do wyznaczania parametrów jakościowych dla biometanu

IGG aktywnie wspiera działania w zakresie biometanu i w nich uczestniczy, licząc na rozsądny, a zarazem szybszy rozwój tego sektora.

w projekcie rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. W ostatecznym tekście rozporządzenia, przesłanym do notyfikacji, parametry te zostały przez ministerstwo zmodyfikowane. Tematyką tą zajmował się zespół roboczy nr 35, który opracował standard techniczny ST-IGG 3501:2019 „Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej dystrybucyjnej. Część 1. Wymagania jakościowe.” Więcej informacji na ten temat znajduje się w artykule dotyczącym KST w niniejszym wydaniu „Przeglądu Gazowniczego”. Wśród innych, nieopisanych w tym tekście działań było również zorganizowanie przez KST IGG warsztatów technicznych w zakresie biometanu, których część techniczna odbyła się bezpośrednio w biogazowni Uniwersytetu Przyrodniczego

w Poznaniu w miejscowości Przybroda. Wartość merytoryczna warsztatów została wypełniona z wykorzystaniem dotychczasowych opracowań Zespołu ds. Rozwoju Rynku Biometanu oraz wiedzy koordinatorów grup I i II, powołanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (Paweł Filanowski, Marcin Nocoń) oraz środowiska naukowego reprezentowanego przez prof. Jacka Dacha (Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu), prof. Andrzeja Białowca (Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu) oraz przedstawicieli firm, m.in. PSG, EWE i Gazoprojekt.

Izba, widząc potrzebę integracji i synergii w zakresie technologii m.in. z obszaru biometanu, powołała w swojej strukturze Centrum Nowych Technologii, którego zadania związane są m.in. ze zwiększaniem innowacyjności obszarów merytorycznych, w tym zawartych w obszarze transformacji energetycznej, oraz inicjowanie projektów międzyobszarowych w tym zakresie, a także koordynacja współpracy z przedsiębiorcami we wdrażaniu nowych technologii oraz wspólnych projektów badawczo-wdrożeniowych, dzięki czemu możliwy będzie do osiągnięcia efekt synergii w zakresie efektywnej współpracy branży w obszarze badawczo-rozwojowym.

W wydarzeniach organizowanych przez IGG, takich jak kongres gazowniczy, targi czy sympozjum w Zakopanem, zawsze występuje tematyka biometanu. Do paneli i prelekcji zapraszani są goście zarówno ze środowiska naukowego, strony rządowej, jak i praktycy z branży.

IGG aktywnie wspiera działania w zakresie biometanu i w nich uczestniczy, licząc na rozsądny, a zarazem szybszy rozwój tego sektora. Obszar biometanu jest niezwykle ważny w transformacji energetycznej, w której wszyscy uczestniczymy. Dobre rozwiązania przyczynią się do eliminacji barier uniemożliwiających efektywny rozwój branży, a jednocześnie do wypełnienia zobowiązań przez określone podmioty, co przyczyni się do zwiększenia konkurencyjności tych przedsiębiorstw zarówno na arenie międzynarodowej, jak i krajowej.

Paweł Filanowski, koordynator Centrum Nowych Technologii, IGG

Już za miesiąc kolejne warsztaty techniczne
Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa

WODÓR – PALIWO I SKŁADNIK GAZU ZIEMNEGO

Warsztaty połączone będą z wizytą techniczną na wybranej przemysłowej
instalacji wodorowej w Krakowie

Szczegółowe informacje wkrótce na www.igg.pl

Sieci gazowe i ich usytuowanie

Bartosz Prugar

Od 2019 roku w Izbie Gospodarczej Gazownictwa trwały prace nad przygotowaniem nowelizacji rozporządzenia ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Inicjatywa podyktowana była koniecznością aktualizacji przepisów prawnych, wynikającej z ciągłego rozwoju technologii oraz konieczności uwzględnienia doświadczeń branżowych, które powstały wskutek praktyki związanej ze stosowaniem obecnego reżimu prawnego. Przy IGG powołany został zespół ekspertów, który dokonał przeglądu regulacji i zidentyfikował potrzeby dotyczące aktualizacji obowiązujących przepisów. Prace zakończyły się w 2020 roku.

Na początku 2021 roku ukazał się projekt rozporządzenia w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe transportujące materiały niebezpieczne o właściwościach trujących, żrących lub palnych (dalej rozporządzenie dotyczące dozoru), które wywołało niemałe poruszenie w branży gazowniczej, a w maju 2021 roku ukazał się projekt rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, który w znacznym zakresie był zbieżny z wnioskami zespołu powołanego przy IGG.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, w związku z trwającym procesem legislacyjnym w przedmiocie projektu rozporządzenia w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe transportujące materiały niebezpieczne o właściwościach trujących, żrących lub palnych (dalej rozporządzenie dotyczące dozoru), wielokrotnie wyrażała swoje zaniepokojenie kierunkiem proponowanych zmian i przedstawiała swoje stanowisko, a zwłaszcza obawy i główne problemy, zdiagnozowane w procesie opiniowania ww. aktu prawnego, a które – w ocenie IGG – mogą przynieść negatywne skutki dla branży zarówno w perspektywie krótko-, jak i długoterminowej.

Izba wskazywała między innymi, iż na gruncie obecnego stanu prawnego cały system budowy i eksploatacji sieci gazowych oparty jest na koherentnych przepisach prawnych, wśród których wiodącą rolę pełni ustawa z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne” oraz akty wykonawcze wydane do ww. ustaw, tj. m.in. rozporządzenie ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (dalej rozporządzenie dotyczące sieci) czy rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

Wymienione powyżej akty prawne szczegółowo traktują o wymaganiach, jakie powinien spełniać proces budowy i eksploatacji sieci gazowych, począwszy od materiałów i wyrobów, poprzez

projektowanie i budowę, a kończąc na eksploatacji sieci gazowych. Jako obiekty budowlane sieci gazowe podlegają przepisom prawa budowlanego i – zgodnie z tymi przepisami – objęte są kontrolą nadzoru budowlanego. Ponadto, akty wykonawcze wydane na podstawie przepisów ww. ustaw wskazują szczegółowe wymagania dla sieci gazowych, posiadają jednolity słownik pojęć, określają klasyfikację gazociągów ze względu na ciśnienie robocze, wymieniają klasy lokalizacji, wyznaczają strefy kontrolowane, wymagania dla materiałów i sposobów ich łączenia, szczegółowo opisują kwestie dotyczące ewentualnych skrzyżowań i zbliżeń sieci z innymi obiektami oraz określają wymogi bezpieczeństwa, choćby poprzez wskazanie konieczności wykonywania badań, prób szczelności czy wytrzymałości, określają też jednolity system kontroli na każdym etapie budowy sieci.

Mając na uwadze ugruntowane w praktyce procesy związane z inwestycjami w sieci gazowe, a także doświadczenia branży, duży niepokój wzbudziła propozycja objęcia zakresem projektowanego rozporządzenia.

Wydaje się bardzo prawdopodobne, że w przypadku wejścia w życie rozporządzenia dotyczącego dozoru technicznego, dojdzie do kolizji norm prawnych wynikających z obu rozporządzeń – z uwagi na to, że te same kwestie dotyczące rurociągów przesyłowych będą uregulowane w odmienny sposób przepisami obu rozporządzeń. Takie ryzyko w istotny sposób utrudni procesy inwestycyjne dotyczące realizacji omawianej, kluczowej infrastruktury gazowej. Nie można wykluczyć ryzyka sparaliżowania prac nad tymi projektami, co w kontekście obecnej, napiętej sytuacji geopolitycznej musi budzić szczególny niepokój.

Nie bez znaczenia pozostaje fakt, iż – zgodnie z przepisami ustawy o dozorcze technicznym – dozorcowi temu podlegają urządzenia techniczne w toku ich projektowania, wytwarzania, w tym wytwarzania materiałów i elementów, naprawy i modernizacji, obrotu oraz eksploatacji, a więc ujęcie sieci gazowych w reżim ustawy z 21 grudnia 2000 roku o dozorcze technicznym spowoduje po stronie podmiotów uczestniczących w procesie inwesty-

cyjnym konieczność podjęcia czasochłonnnych i kosztochłonnnych działań, które nic nie wniosą chociażby w zakresie bezpieczeństwa. Sam proces ponownej certyfikacji materiałów, produkcji, uprawnień dla specjalistów, dodatkowe wymogi dokumentacyjne będą wymagały znacznych nakładów pracy, a przez to podniosą koszty.

Podsumowując, konieczność prowadzenia uzgodnień z odpowiednim organem na każdym etapie realizacji inwestycji wpłynie na wydłużenie czasu na uruchomienie dostaw paliwa gazowego do nowych klientów. Przełoży się również na wzrost kosztów realizacji nowych inwestycji. Należy zaznaczyć, iż wymagania projektowanego rozporządzenia dotyczącego dozoru technicznego obejmą również gazociągi i elementy sieci gazowej już wybudowane i eksploatowane. Wszelkie prace eksploatacyjne czy roboty budowlane (modernizacja) na istniejącej sieci gazowej będą musiały być każdorazowo uzgadniane, co wpłynie na ich terminowość i koszt.

W szerszej perspektywie, zmiany w prawie mogą wpłynąć także na realizację założeń „Polityki energetycznej państwa do 2040 roku”, która wskazuje gaz ziemny jako paliwo przejściowe w transformacji energetycznej RP. Projekt regulacji może ograniczyć konkurencyjność paliwa gazowego (wzrost kosztów przedsięwzięcia energetycznych przełoży się wzrost opłat dla klientów).

Spowolni także proces gazyfikacji i może pośrednio wpłynąć na eliminację zjawiska ubóstwa energetycznego niektórych regionów czy mieć wpływ na realizację programu „Czyste powietrze”.

Obowiązujący reżim prawny – w ocenie Izby Gospodarczej Gazownictwa – zabezpiecza bezpieczeństwo inwestycyjne i eksploatacyjne w zakresie infrastruktury gazowej, czego potwierdzeniem jest niska liczba zdarzeń niebezpiecznych na sieciach gazowych i wymaga on tylko dostosowania do zmieniających się warunków zewnętrznych, takich jak galopujący postęp technologiczny, czy doświadczeń i najlepszych praktyk płynących ze stosowania obowiązujących przepisów.

Pamiętajmy, że nadmierne regulacje z reguły przynoszą skutek odwrotny do zamierzonego – bardziej szkodzą niż przynoszą korzyści.

Na koniec, jako przypomnienie należy podkreślić, iż w maju br. weszły w życie przepisy, na mocy których wydłużono okres obowiązywania aktów wykonawczych, wydanych wcześniej na podstawie art. 7 ust. 2 i 3 ustawy „Prawo budowlane”, w tym rozporządzenia ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie do 20.09.2024 roku.

Bartosz Prugar, koordynator ds. regulacji, IGG

Dlaczego wodór jest przyszłością

Wacław Bilnicki

Na jednym kilogramie wodoru, zawierającym 120 MJ energii, można przejechać ponad 130 km, co zastępuje 10 litrów oleju napędowego/benzyny, nie emitując praktycznie ani grama CO₂. Te dwie główne zalety spowodowały powrót do wodoru – stał się on głównym elementem strategii energetycznych i klimatycznych KE – i przyspieszyły działania zmierzające do uczynienia go podstawowym nośnikiem energii w Unii Europejskiej. Produkcja wodoru jest procesem opanowanym technologicznie od ponad 100 lat, tak jak jego szerokie zastosowanie w przemyśle. Znane i stosowane obecnie przemysłowe metody produkcji wodoru (szarego, niebieskiego, turkusowego i zielonego) to:

- reforming parowy gazu ziemnego,
- odzysk wodoru z procesu zgazowania węgla kamiennego lub brunatnego,
- odzysk wodoru z oczyszczonego gazu koksowniczego i smoły pogazowej,
- elektroliza wody – głównie dla wytwarzania wodoru zielonego,
- inne, w tym m.in. ekstrakcja wodoru z biomasy.

Technologie produkcji wodoru poprzez reforming parowy gazu ziemnego są obecnie znanymi i dominującymi technologiami

produkcji wodoru w przemyśle syntezy chemicznej w segmencie nawozowym w UE. Wodór pozyskiwany w trakcie reformingu jest bazą do produkcji amoniaku (mocznika), który jest podstawą wytwarzanych nawozów azotowych. Technologie te są stosowane m.in. w instalacjach zakładów chemicznych w Puławach i Tarnowie. Odzysk wodoru z oczyszczonego gazu koksowniczego i smoły pogazowej jest również stosowany przemysłowo na dużą skalę w zakładach należących do Grupy JSW. W związku z tym w dalszej części omówione są metody wytwarzania, które w Polsce i UE są prawie nieobecne albo będą intensywnie rozwijane.

Do metod produkcji wodoru szarego, czarnego, praktycznie obecnie niestosowanych w UE i w Polsce, należą procesy zgazowania węgla kamiennego i brunatnego. Rozwój technologii naziemnego zgazowania węgla przeżywał w ostatnim 20-leciu fazy wzrostu i stagnacji w zależności od dostępu i cen innych surowców (gazu ziemnego, węgla) do produkcji metanu lub wodoru. W latach 2007–2010 szybki wzrost wydobywania gazu łupkowego w USA spowodował spadek zainteresowania technologią zgazowania węgla na rynku amerykańskim, natomiast w Chinach, posiadających względnie nieduże źródła gazu ziemnego i ropy naftowej, następuje systematyczny rozwój instalacji kon-

wersji węgla. W związku z tym Chiny są liderem przemysłowego zgazowania węgla i produkcji wodoru w tej technologii. W 2016 roku w ChRL działało 187¹ instalacji zgazowania, a w USA 59 (na globalnie 284 projekty wykorzystujące w różnej skali technologię zgazowania). Obecnie w Chinach jest już ponad 200 instalacji zgazowania węgla.

Stosowane obecnie naziemne technologie zgazowania węgla: Lurgi, Shell, Siemens, Texaco, GE, MHPs, Sasol, K ATEKNIUgol' – TERMOKOKS-S i inne wykorzystują zasadniczo te same procesy chemiczne. Zgazowanie to endotermiczny proces, w którym zachodzi reakcja półspalania paliw stałych lub ciekłych (węgli, biomasy, odpadów, olejów). W jego wyniku powstaje mieszanina gazów składająca się głównie z wodoru i tlenu węgla. Stosowane są różnicowane temperatury procesu: 800–2000°C i ciśnienia (atmosferyczne lub nadciśnienie około 2,5 MPa). Ciepło potrzebne do zgazowania węgla otrzymywane jest przez spalanie około 30% wsadu węglowego. Utleniaczami są tlen lub powietrze, natomiast obecna w procesie para wodna jest elementem kontroli temperatury procesu. Wybór utleniacza zależy głównie od rodzaju zgazowycza i celu produkcji mieszaniny gazów (określanej jako gaz węglowy, syngaz). Proces zgazowania węgla kamiennego prowadzony jest z pyłu węglowego uzyskiwanego z młynów węglowych, z których jest doprowadzany pyłoprzewodami do gazyfikatora, do którego jest wdmuchiwany poprzez tlen i parę wodną, z podgrzewem i podwyższonym ciśnieniem lub bez. Podgrzew wsadu w zależności od rodzaju technologii realizowany jest z wykorzystaniem ciepła z zewnątrz lub poprzez ciepło z egzotermicznych reakcji chemicznych zachodzących wewnątrz gazyfikatora/reaktora. Proces prowadzony jest w atmosferze o niskim poziomie zawartości utleniacza, którego ilość jest dozowana, tak aby nie dochodziło do całkowitego utleniania (spalania) paliwa. Podczas reakcji w gazyfikatorze cząsteczki tlenu i wody utleniają węgiel i wytwarzają gazową mieszaninę CO₂, CO, H₂O w postaci pary wodnej i cząsteczkowego wodoru H₂ (powstają produkty uboczne w zależności od zastosowanej technologii zgazowania). W celu wytworzenia wodoru mieszaninę gazów poddaje się dodatkowej reakcji z parą wodną: CO + H₂O → CO₂ + H₂. Jeżeli produktem mają być węglowodory (alkany), gaz węglowy poddawany jest procesom w reaktorze Fischera-Tropscha.

Typy procesów zgazowania różnią się w zależności od sposobu przepływu surowca wewnątrz reaktora. Najczęściej wyróżnia się zgazowanie w reaktorach²:

- ze złożem ruchomym, w których stosuje się paliwo stałe o uziarnieniu 5–50 mm. Czas przebywania paliwa w reaktorze wynosi około 15–30 minut, a poziom temperatury wylotowej mieści się w przedziale 400–600°C w zależności od zawartości wilgoci. Technologię tę stosują: gazyfikator Lurgi (z temperaturą w dolnej części reaktora poniżej temperatury topnienia popiołu) oraz gazyfikator BGL (*British Gas Lurgi*), w którym temperatura w dolnej części gazyfikatora jest powyżej punktu topnienia, co zapewnia większy poziom przereagowania węgla, ale z negatywnym efektem powstawania żużli,
- ze złożem fluidalnym, w których stosuje się paliwo stałe o uziarnieniu: 0,5–5 mm. Czas przebywania paliwa w reaktorze wynosi około 10–50 sekund. W tym czasie węgiel i popiół są zawieszane w strumieniu gazu przepływającego w górę reaktora. Dozowanie paliwa odbywa się metodą mokrą – wtedy do reaktora pompowana jest pulpa (pył węglowy z wodą)

albo metodą suchą, w której pył węglowy transportowany jest pneumatycznie za pomocą obojętnego gazu (N₂, CO₂). Temperatura wylotowa gazów z reaktora oscyluje od 700 do 900°C. Chłodzenie gorącego gazu realizowane jest poprzez wymienniki ciepła albo bezpośrednie chłodzenie wodne. Zastosowanie wymiennika jest efektywniejsze energetycznie, natomiast bezpośrednie chłodzenie jest korzystniejsze dla ewentualnej dalszej konwersji CO (przy tym nakłady inwestycyjne przez chłodzenie bezpośrednie są o 30% niższe w porównaniu z metodą wymiennikową),

- o przepływie strumieniowym – stosuje się pył węglowy, czas przebywania w reaktorze wynosi: 0,5–5 sekund. W tym czasie cząsteczki węgla przepływają współprądowo z tlenem i parą wodną. Temperatura wewnątrz reaktora utrzymywana jest powyżej 1300°C. Wysoka temperatura i rozwinięta powierzchnia węgla (pył) zwiększają tempo reakcji.

Przemysłowa produkcja wodoru w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem prądu stałego i elektrolitów w zależności od typu technologii znana jest od ponad stu lat, a sięga czasu, gdy Nicholson i Carlisle w 1800 roku odkryli zjawisko rozpadu wody na jony pod wpływem przyłożonego napięcia. Na początku XX wieku pracowało już ponad 400 przemysłowych elektrolizatorów. W 1939 roku działanie rozpoczął pierwszy duży zakład, wytwarzający 10 000 Nm³ H₂/godz.

Kluczowymi elementami ciągu technologicznego do produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy są różnego typu elektrolizery. Główne kryteria podziału elektrolizatorów to polaryzacja/biegunowość oraz występowanie membran. Elektrolizery jednobiegunowe mają relatywnie prostą konstrukcję, ale mniejszą wydajność w porównaniu z elektrolizatorami dwubiegunowymi. Elektrolizery dwubiegunowe składają się z komórek elektrolitowych, ściśle upakowanych szeregowo. Warstwa elektrolitu w każdej komórce jest bardzo mała. Ich zalety to możliwość pracy na wysokich napięciach i wysokociśnieniowy proces elektrolizy.

Technologią przyszłości, obecnie rozwijaną, są elektrolizery stałotlenkowe (*solid oxide electrolysis* SOE), w których stosowane są katalizatory zwiększające efektywność wykorzystania energii elektrycznej. Nakład energii wynosi 38–45 kWh/1 kg H₂. Elektrolizery stałotlenkowe pracują w wysokich temperaturach 700–850°C. Membrany wykonywane są z materiałów ceramicznych.

Natomiast powszechnie produkowane i wykorzystywane są elektrolizery:

- alkaliczne (ALK), wykorzystujące roztwory soli alkalicznych: KOH oraz NaOH o stężeniach 16–30%. Stosowana gęstość prądu wynosi od 100 do 400 mA/cm², nakład energii 45–55 kWh/1 kg H₂. Temperaturowy zakres pracy elektrolizatorów alkalicznych wynosi 25–100°C, natomiast ograniczeniem jest długi czas rozruchu i niska elastyczność na zmiany zasilania,
- membranowe (PEM – *Proton Exchange Membrane* i AEM), w których stosowane są półprzepuszczalne membrany umożliwiające ruch protonów. Membrany pełnią funkcję elektrolitu. Nakład energii to 45–70 kWh/1 kg H₂. Elektrolizery membranowe pracują w wysokich ciśnieniach. Zapewniają dużą wydajność, niezawodność, wysoką jakość wodoru i tlenu, bez konieczności używania chemikaliów i przy braku zanieczyszczeń. Cechy procesu elektrolizy przy użyciu membran to wysoka gęstość prądu, wysoka wydajność, dobra wydajność przy

częściowym obciążeniu, szybka reakcja systemu produkcyjnego, niewielkie wymiary geometryczne – około 1 m x 0,8 m/1 MW, wysoka czystość produkowanego H₂ i O₂, łatwa konserwacja, brak niebezpiecznych substancji (alkaliów). Czas życia elektrolizera wynosi około 40 tys. godzin.

Podstawowe elementy konstrukcyjne elektrolizerów membranowych to instalacja elektryczna, system sterowania, prostownik (konwerter AC/DC), stos, separator tlenu, pompy przepływowe, układ chłodzenia, system membran, separator wodoru, stacja uzdatniania wody i system oczyszczania gazu (H₂ i O₂).

W strukturze kosztów jednostkowych produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy głównym składnikiem kosztów jest koszt zużytej energii elektrycznej, stanowiący 60–80% kosztów całkowitych wytworzenia 1 kg zielonego wodoru (o czystości 99,999%). Dlatego dąży się do wykorzystywania w procesie elektrolizy, niezbilansowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Wykorzystanie energii elektrycznej o zmiennych parametrach mocy (i napięcia) wymaga wprowadzania zmian konstrukcyjnych elektrolizerów. Dotyczy to głównie zespołu stabilizacji zasilania elektrolizerów (przede wszystkim alkalicznych) oraz zmian w prowadzeniu procesu elektrolizy, tak aby zmienność podaży energii elektrycznej nie obniżała istotnie (poniżej 5%) wydajności produkcji wodoru. Dlatego konieczne jest stosowanie zaawansowanych systemów sterowania i monitoringu przebiegu procesu elektrolizy oraz układów zasilania bezprzerwowego (UPS), który zapewni energię w przypadku spadku parametrów lub awarii zasilania. Ponadto, dla właściwej pracy elektrolizerów większych mocy konieczne

W strukturze kosztów jednostkowych produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy głównym składnikiem kosztów jest koszt zużytej energii elektrycznej, stanowiący 60–80% kosztów całkowitych wytworzenia 1 kg zielonego wodoru (o czystości 99,999%). Dlatego dąży się do wykorzystywania w procesie elektrolizy, niezbilansowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, energii elektrycznej pochodzącej z OZE.

jest utrzymywanie urządzeń (stacji uzdatniania wody) zapewniających podaż wody o odpowiedniej jakości i ilości lub wyposażanie elektrolizerów w wydajne stacje uzdatniania wody, demineralizujące wodę do parametrów: przewodność <0,1 μS/cm, TOC < 30 ppb.

Metoda produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy, zasilanego energią elektryczną z OZE, jest obecnie najczęściej stosowana przemysłowo. Planowany jest dalszy jej rozwój w UE, o czym świadczy plan RePowerEU³. Jest to plan uniezależnienia UE od dostaw rosyjskich paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego, który ogłoszono 18 maja br. Komisja Europejska szacuje, że będzie to wymagało dodatkowych inwestycji w wysokości 210 mld euro do 2027 roku, ale w zamian przyczyni się do oszczędzenia około 100 mld euro/rok w wyniku redukcji importu

paliw kopalnych przez kraje UE. Kierunki objęte planem RePowerEU to oszczędzanie energii, wytwarzanie czystej energii oraz dywersyfikacja dostaw i dostawców nośników energii.

Plan RePowerEU zakłada podwojenie celu UE dotyczącego produkcji wodoru do 2030 roku, co oznacza, że:

- za 8 lat, w 2030 roku, w krajach UE będzie lokalnie wytwarzane 10 mln Mg zielonego H₂ poprzez energię z OZE,
- kolejne 10 mln Mg zielonego H₂ będzie importowane spoza krajów UE,
- tak sformułowany cel wymagać będzie osiągnięcia w 2030 roku w krajach UE około 90–100 GW mocy zainstalowanej w elektrolizerach. Obecnie szacuje się, że w krajach UE pracują elektrolizery o łącznej mocy około 1,75–1,8 GW.

Komisja Europejska w planie RePowerEU⁴ wskazała źródła finansowania inwestycji w rozwój produkcji elektrolizerów i pozostałych elementów ciągu technologicznego, włącznie z magazynowaniem i transportem wodoru. Jednym ze źródeł finansowania będzie Fundusz Innowacyjności UE, dysponujący kwotą 10 mld euro, przeznaczoną m.in. na wsparcie innowacyjnych technologii, w tym przyczyniających się do eliminacji CO₂ dla projektów dużych, o nakładzie powyżej 7,5 mln euro i mniejszych, o nakładach poniżej 7,5 mln euro. Również w maju br. 20 wiodących unijnych producentów elektrolizerów podpisało wspólną deklarację, w której KE zobowiązuje się, że zapewni wsparcie poprzez odpowiednie przepisy dotyczące zezwoleń oraz zobowiązuje się do relewantnych działań do postawionych celów, włącznie z nowelizacją dyrektyw w sprawie OZE i rozporządzenia w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych. Ponadto, UE wprowadzi ułatwienia dostępu do finansowania poprzez nowelizację zasad i regulaminów Funduszu Innowacji, tak aby obejmował on innowacyjną produkcję urządzeń o zerowym i niskim poziomie emisji CO₂, takich jak elektrolizery, oraz obejmie tym programem kontrakty na emisje dwutlenku węgla, w celu zachęcenia do wdrażania na szeroką skalę czystych technologii wodorowych. Ogłoszenie planu RePowerEU i podwojenie celu UE dotyczącego produkcji wodoru do 2030 roku oznacza, że taki przyspieszony wzrost jest szansą dla sektora przemysłu specjalizującego się w produkcji elektrolizerów i urządzeń towarzyszących. Przedstawiciele sektora produkcji elektrolizerów uzgodnili, że zwiększą nakłady inwestycyjne na nowe linie technologiczne, co spowoduje 10-krotny wzrost zdolności produkcyjnych elektrolizerów w Europie. Wnioski z tych działań podejmowanych przez KE są jednoznaczne, KE chce wesprzeć europejskich producentów elektrolizerów i urządzeń towarzyszących w taki sposób, aby UE uniezależniła się od zewnętrznych dostawców i producentów komponentów do produkcji elektrolizerów. KE, wskazując w planie RePowerEU konkretne cele ilościowe dla zielonego wodoru, określiła w ten sposób szerokość rynku elektrolizerów i tempo jego wzrostu. Parametry te są kluczowymi czynnikami do podejmowania decyzji inwestycyjnych przez europejskich wytwórców elektrolizerów oraz dla całego zaplecza naukowo-badawczego w tym obszarze.

**Zespół autorów IGG
Wacław Bilnicki, ekspert ds. wodoru IGG**

¹ Według danych DOE USA.

² <http://www.gasification-syngas.org/resources/th>

³ Komisja Europejska, oficjalna strona internetowa (europa.eu)

⁴ Komisja Europejska, oficjalna strona internetowa (europa.eu)

Tankowanie pojazdów zasilanych gazem sprężonym CNG

Bartosz Prugar

Problematykę związaną z tankowaniem pojazdów gazem sprężonym CNG ustawodawca określił m.in. przepisami wynikającymi z ustawy z 21 grudnia 2000 roku o dozorze technicznym. W celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych powinien być zorganizowany serwis tych urządzeń przez osoby mające odpowiednie kwalifikacje.

W konsekwencji powyższego obowiązku, na mocy art. 54 ust. 2, ustawodawca wydał rozporządzenie ministra transportu z 20 października 2006 roku w sprawie warunków technicznych, dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych, które w § 15a ust. 1 wskazuje, że „osoby napełniające zbiorniki LPG, CNG, LNG i wodoru zamontowane w instalacjach zasilania pojazdów i statków żeglugi śródlądowej oraz osoby obsługujące kotły parowozowe powinny posiadać odpowiednie uprawnienia wydane przez Transportowy Dozór Techniczny, potwierdzające kwalifikacje niezbędne do wykonania tych czynności”. Jednocześnie w § 15a ust. 2 ww. rozporządzenia wskazuje się, że na stacjach, o których mowa w § 127a rozporządzenia ministra gospodarki z 21 listopada 2005 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (Dz.U. nr 243, poz. 2063, z późn. zm.), spełniających wymagania określone w § 130 ust. 2, § 131a i § 131b rozporządzenia, o którym mowa wyżej, „osoby napełniające zbiorniki LPG zamontowane w instalacjach zasilania pojazdów nie muszą posiadać uprawnień, o których mowa w ust. 1”. Powyższe regulacje weszły w życie 13 sierpnia 2011 roku i 19 września 2013 roku, czyli w okresie, kiedy w polskim porządku prawnym nie istniały przepisy regulujące wspieranie i rozwój elektromobilności, w tym paliw alternatywnych, takich jak CNG i LNG.

Popularyzacja elektromobilności przełożyła się na pakiet regulacji prawnych mających wspomóc jej rozwój oraz zastosowanie innych paliw alternatywnych (gazu ziemnego w formie LNG i CNG) w sektorze transportowym w Polsce. Dokumenty odnoszące się do tej tematyki przewidują wiele zachęt dla kierowców i przedsiębiorców, a także rozbudowę infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych i tankowania CNG/LNG. Wśród nich kluczowy jest Program Rozwoju Elektromobilności, będący flagowym projektem Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. Realizacja celów tej stra-

tegi i ww. programu stała się podstawą do stworzenia Planu Rozwoju Elektromobilności „Energia do przyszłości”, który Rada Ministrów przyjęła 16.03.2017 roku. Plan określa korzyści związane z upowszechnieniem stosowania pojazdów elektrycznych w naszym kraju oraz identyfikuje potencjał gospodarczy i przemysłowy tego obszaru. Odnosi się także

Mając na uwadze szeroko zakrojone inicjatywy ustawodawcze (zmierzające do rozpowszechnienia gazu ziemnego w formie CNG i LNG), Izba Gospodarcza Gazownictwa – wpisując się w ten trend – w II kwartale br. postulowała konieczność zmiany przepisów, które spopularyzują korzystanie z aut zasilanych paliwem CNG. Analiza przepisów dotyczących rynku gazu ziemnego CNG wykazała barierę zniechęcającą konsumentów i inwestorów do użytkowania i rozwoju floty samochodów zasilanych paliwem CNG.

do kwestii rozbudowy infrastruktury tankowania LNG i CNG, określając paliwo gazowe jako paliwo przejściowe i jedyne, jakie będzie mogło być stosowane w transporcie długodystansowym w dłuższej perspektywie. Powstały również krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, przyjęte przez Radę Ministrów 29.03.2017 roku. Dokument ten implementuje regulacje europejskie dotyczące m.in. warunków budowy infrastruktury dla paliw alternatywnych w 32 polskich aglomeracjach. Dodatkowo, wskazano na potrzebę zniesienia przepisów uniemożliwiających tankowanie CNG przez osobę nieposiadającą przeszkolenia. Podkreślono, iż obecnie nie ma możliwości samodzielnego tankowania pojazdów samochodowych napędzanych CNG na terenie RP przez ich użytkowników. Samodzielne tankowanie ma bezpośredni wpływ na obniżenie kosztów działania stacji tankowania gazem ziemnym oraz na ekonomiczną opłacalność budowy sieci stacji tankowania.

Mając na uwadze szeroko zakrojone inicjatywy ustawodawcze (zmierzające do rozpowszechnienia gazu ziemnego

w formie CNG i LNG), Izba Gospodarcza Gazownictwa – wpisując się w ten trend – w II kwartale br. postulowała konieczność zmiany przepisów, które spopularyzują korzystanie z aut zasilanych paliwem CNG. Analiza przepisów dotyczących rynku gazu ziemnego CNG wykazała barierę zniechęcającą konsumentów i inwestorów do użytkowania i rozwoju floty samochodów zasilanych paliwem CNG. Jedną z tych barier jest brak możliwości samodzielnego tankowania pojazdów. Przepisy regulujące tankowanie pojazdu samochodowego zasilanego paliwem CNG nie powinny stawiać tego nośnika energii w gorszej pozycji niż paliwo LPG, które – zgodnie z § 15a ust. 2 rozporządzenia ministra transportu z 20 października 2006 roku w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych – wyłącza konieczność posiadania uprawnień przez osoby napełniające zbiorniki w pojazdach.

W przyjętej przez polski rząd „Polityce energetycznej państwa do 2040 roku” w ramach wskazanego w niej celu szczegółowego nr 1 „Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych, nr 3 – Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych oraz nr 4 – Rozwój rynków energii podkreślono, że: (...) realizowane będą działania ukierunkowane na dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw. Jednocześnie nadal poszukiwane będą krajowe złoża (również niekonwencjonalne), które zastąpią podaż ze złóż wyeksploatowanych. Część popytu na ropę i gaz ziemny zostanie zmniejszona przez wzrost znaczenia biopaliw i paliw alternatywnych (m.in. energia elektryczna, LNG, CNG, biometan, wodór)”.

Ponadto, autor wskazuje, iż „(...) Należy zauważyć, że rozwój rynku paliw alternatywnych, tj. zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG i CNG (gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. compressed natural gas), gazu LPG (ang. liquefied petroleum gas), wodoru, biometanu, paliw syntetycznych czy wykorzystania energii elektrycznej w transporcie, będzie łączyło się z wyhamowaniem wzrostu zapotrzebowania na ropę naftową. Pewien obszar rynku mogą przejść także biokomponenty stosowane w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych”.

To tylko jeden fragment (jest ich znacznie więcej), w którym wskazuje się na konieczność zwiększenia wysiłków wkładanych w rozwój tego segmentu paliw.

Liberalizacja przepisów dla sprężonego gazu ziemnego CNG z pewnością będzie zachętą dla sektora zarówno publicznego, jak i prywatnego, do inwestowania w infrastrukturę stacji tankowania. Postulowana zmiana przepisów pobudzi także rynek dilerów samochodów zasilanych sprężonym gazem ziemnym CNG, gdzie – wzorem innych krajów europejskich – oferta tego typu pojazdów jest bardzo bogata i obejmuje kilkadziesiąt typów samochodów osobowych, dostawczych, ciężarowych, autobusów, ciągników siodłowych i pojazdów specjalnych.

Obecne brzmienie rozporządzenia ministra transportu w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych w kontekście brzmienia zapisów PEP 2040 oraz innych wskazanych powyżej dokumentów, w tym „Krajowych ram polityki

rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych”, można określić jako niedostosowane do obecnych realiów. Dodać także należy, że regulacje tego rozporządzenia stanowią swego rodzaju wyjątek na tle regulacji w innych krajach, w których tankowania pojazdów CNG dokonuje się na stacjach samoobsługowych.

Należy wskazać, że znaczna część krajów europejskich, i nie tylko, m.in. Czechy, Francja, Niemcy, Austria, Holandia, USA czy Argentyna, zdecydowały się na bardziej prorozwojowe regulacje dotyczące tankowania CNG.

Mając na celu rozwój rynku paliw alternatywnych dla transportu, Polska powinna niezwłocznie zaimplementować najlepsze praktyki z innych krajów europejskich w zakresie promocji CNG, np. obniżone koszty rejestracji pojazdów, darmowe parkowanie pojazdów zasilanych CNG w strefach płatnego parkowania, umożliwienie wjazdu do centrum miast, zgodę na poruszanie się buspasem, a przede wszystkim zniesienie wprowadzonego zakazu samodzielnego tankowania pojazdów przez użytkownika.

„(...) Należy zauważyć, że rozwój rynku paliw alternatywnych, tj. zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG i CNG (gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. compressed natural gas), gazu LPG (ang. liquefied petroleum gas), wodoru, biometanu, paliw syntetycznych czy wykorzystania energii elektrycznej w transporcie, będzie łączyło się z wyhamowaniem wzrostu zapotrzebowania na ropę naftową”.

Należy podkreślić, iż w Polsce nadal mamy niewystarczającą liczbę stacji tankowania gazem sprężonym, co znacząco zmniejsza zainteresowanie potencjalnych klientów środkami transportu wykorzystującymi to paliwo. Dopóki zdecydowanie nie zwiększymy ich dostępności, dopóty nie będzie przybywać pojazdów. Pewne jest, że tak jak w przypadku LPG rozbudowa infrastruktury powinna pociągać za sobą ułatwienia regulacyjne w obszarze dystrybucji tego paliwa m.in. poprzez zapewnienie odpowiednich regulacji w zakresie możliwości samoobsługi w punktach tankowania. Każdy kierowca powinien mieć możliwość samodzielnego tankowania CNG, tak jak w przypadku paliw tradycyjnych czy LPG.

Na koniec, jako ciekawostkę podajemy rozwiązania promujące pojazdy CNG w dwóch największych miastach Hiszpanii (Madrycie i Barcelonie).

- Według rady miasta (obu miast), samochody z oznakowaniem ekologicznym Eco płacą mniej IVTM (miejski podatek drogowy): 75% mniej (ale tylko przez 6 lat).
- Mogą też zapłacić mniej w parkomatach, 50% stawki.
- Mogą poruszać się w czasie dużego zanieczyszczenia atmosfery, nawet przy ograniczeniach cyrkulacji pojazdów.
- Mogą poruszać się po pasie BUS/VAO.
- Płacą o 30% mniej opłat drogowych w Katalonii.
- Mogą parkować w centrum miasta w okresach dużego zanieczyszczenia powietrza, nawet jeśli obowiązują ograniczenia dotyczące parkowania.

Bartosz Prugar, koordynator ds. regulacji, IGG

15-lecie Komitetu Standardu Technicznego

Eliza Dyakowska

W marcu br. minęło 15 lat od powstania Komitetu Standardu Technicznego (KST), który został powołany, aby realizować działalność standaryzacyjną IGG, której celem jest m.in. ujednoczenie wymagań dla działalności technicznej, zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa i wysokiej technicznej jakości inwestycji gazowniczych.

Pierwszy standard techniczny został opracowany w 2008 roku – był to ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia*, który od tego czasu już trzykrotnie znowelizowano. W okresie tych piętnastu lat powstały 53 dokumenty standaryzacyjne (dalej DS). Po opracowaniu podlegają one okresowej nowelizacji. Pierwsza następuje po około trzech latach, a kolejna po około pięciu. Wszystkie dostępne dokumenty standaryzacyjne znajdują się pod adresem <https://www.igg.pl/index.php/sprzedaz-dokumentow-standaryzacyjnych>.

W skład KST (obecnie 28-osobowego) wchodzi przedstawiciele firm członkowskich i SITPNIg. Do zadań KST, realizowanych przy współpracy Sekretariatu KST, należy m.in. akceptowanie propozycji nowych tematów zgłaszanych przez firmy członkowskie oraz zatwierdzanie opracowanych dokumentów standaryzacyjnych.

Opracowywane są one na podstawie norm krajowych, europejskich i międzynarodowych (często amerykańskich), a także wytycznych DVGW, publikacji naukowych oraz dostępnych raportów takich organizacji jak np. Marcogaz, IGU, GERG, a także doświadczeń praktyków z firm członkowskich oraz przedstawicieli uczelni wyższych i instytutów branżowych.

Corocznie opracowywanych jest kilka nowych DS, których tematyka odzwierciedla aktualne oraz przewidywane potrzeby branży, z uwzględnieniem nowych technologii w rozpatrywanych dziedzinach. W ostatnich kilku latach szczególnie ważne stały się aspekty środowiskowe, a to oznacza zwrócenie uwagi na emisję metanu do atmosfery, na paliwa odnawialne, takie jak biogaz/biometan i wodór, na możliwość ich transportowania sieciami gazu ziemnego, a także na stosowanie paliw gazowych sprężonych i skroplonych – CNG i LNG, a w przyszłości bioCNG i bioLNG.

KST IGG oprócz działalności standaryzacyjnej prowadzi także działalność edukacyjno-szkoleniową, polegającą na organizowaniu warsztatów technicznych, na publikacjach w prasie branżowej oraz przygotowywaniu „Biuletynu Technicznego”. W corocznym „Biuletynie Technicznym”, przygotowywanym w ramach KST (ostatni miał numer 14/2021), znajdują się informacje o zmianach w prawodawstwie dotyczącym branży, a także o nowych normach krajowych i standardach technicznych IGG.

Zespoły robocze KST

W okresie piętnastu lat działania KST zaakceptował powołanie 45 zespołów roboczych. Obecnie jest ich 31, a powoływane są

do opracowania określonych DS i ich pierwszej nowelizacji. Nowelizacja DS może być przeprowadzona na wniosek KST lub firm członkowskich w przypadku zmiany powołanych w nich dokumentów normatywnych i przepisów prawa, powstania nowych technologii, które mogą znaleźć zastosowanie w branży, nowych wyników mających zastosowanie do badań naukowych lub nowych doświadczeń służb eksploatacyjnych.

Poza zagadnieniami odnoszącymi się do paliw odnawialnych i bezpośrednio do ochrony środowiska zespoły robocze KST – obecnie aktywnych jest 19 zespołów – pracują m.in. nad tematyką dotyczącą pomiarów i rozliczeń paliwa gazowego, rozruchu i ruchu próbnego prób ciśnieniowych gazociągów stalowych, inspekcji gazociągów tłokami i instalacji osuszania gazu ziemnego oraz stacji gazowych.

Rozpatrywana jest możliwość powołania zespołu do opracowania DS dla gazociągów do przesyłania CO₂ – do KST wpłynął wniosek o wyprzedzające rozpoczęcie prac nad przygotowaniem wytycznych dla projektantów odnośnie do gazociągów do transportu CO₂ przy CCS/CCUS.

Zainteresowanie opracowaniem poszczególnych DS powoduje, że niejednokrotnie możliwość udziału w tych pracach jest główną przyczyną przystąpienia do IGG. Zgodnie z procedurami IGG, w pracach zespołów roboczych uczestniczą tylko przedstawiciele firm członkowskich lub osoby delegowane przez te firmy.

Liczba członków zespołów obecnie wynosi 319 osób (reprezentujących 44 firmy członkowskie IGG), należy jednak pamiętać, że często firmy delegują te same osoby do pracy w różnych zespołach.

Dokumenty standaryzacyjne (DS)

Tematyka opracowywanych w ostatnim okresie DS obejmowała wymienione poniżej zagadnienia, które wpisują się w aktualne potrzeby ochrony środowiska.

Paliwa gazowe

Zgodnie z definicją w ustawie „Prawo energetyczne” paliwa gazowe to gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia, ale dotychczas nie jest do nich zaliczany wodór. Należy zauważyć, że zgodnie z Polską Strategią Wodorową technologie wodorowe powinny być uwzględnione w polityce rozwojowej państwa.

KST zaakceptował podjęcie tematu odnoszącego się do jakości paliw gazowych, w których wodór może stanowić do 10%. Zostały opracowane odpowiednie DS dotyczące jakości paliw gazowych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, zawierające ich klasyfikację, oznaczanie i ocenę jakości. Uwzględniono, że paliwo gazowe może być dostarczane do sieci dystrybucyjnych z różnych źródeł:

- z sieci przesyłowej,
- z sieci dystrybucyjnej innego operatora,
- z kopalni gazu,
- z instalacji regazyfikacji LNG,
- z instalacji wytwórczej gazu koksowniczego lub biometanowni.

Standardy te zastąpią wycofane w sierpniu 2022 roku przez PKN normy krajowe dotyczące jakości gazów ziemnych (PN-C-04570 do PN-C-04753).

Infrastruktura dla paliw gazowych zawierających wodór

W przypadku przesyłania paliw gazowych z domieszką wodoru jest oczywiste, że infrastruktura gazowa musi spełniać odpowiednie wymagania dotyczące bezpieczeństwa. Konieczne jest więc wprowadzenie jednolitych wymagań w odniesieniu do podstawowych materiałów, technologii i urządzeń stosowanych przy projektowaniu, budowie infrastruktury, przebudowie i remoncie w przypadku przesyłania paliw gazowych z domieszką gazów zdekarbonizowanych – i taki temat zaakceptował KST i powołał zespół roboczy.

Prace nad DS są w toku, zgodnie z założeniami będą w nim uwzględnione m.in. wymagania dotyczące rur i ich połączeń, infrastruktury tłoczni stacji gazowych, pomiarów jakości i ilości paliwa gazowego i systemów detekcji gazu. DS będzie zawierał wymagania dotyczące przystosowywania istniejącej sieci do paliwa gazowego z domieszką wodoru oraz innych gazów zdekarbonizowanych.

Biometan

Najczęściej za biometan uważany jest gaz otrzymywany z biogazu lub biogazu rolniczego, spełniający parametry jakościowe określone w przepisach na podstawie ustawy „Prawo energetyczne”, ale według EN ISO 20675-05E:2021 biometan jest gazem bogatym w metan, o właściwościach podobnych do gazu ziemnego, otrzymywanym po uzdatnieniu z biogazu wytwarzanego przez fermentację beztlenową lub zgazowanie lub za pomocą technologii *Power to Gas*.

Biometan może być wykorzystywany jako paliwo gazowe transportowane sieciami gazowymi, jako paliwo sprężone (bioCNG) lub skroplone (bioLNG).

Wymagania jakościowe dla biometanu zatłaczanego do sieci dystrybucyjnych zostały określone w opracowanym w 2019 roku DS. Zawiera on uzgodnione przez branżę parametry jakościowe biometanu, w tym wartości graniczne m.in. takich parametrów jak ciepło spalania, zawartość siarkowodoru, związków krzemorganicznych (siloksanów) oraz tlenu węgla czy rtęci. Dla wszystkich parametrów i związków zostały wypracowane znormalizowane metody pomiarowe wraz z częstotliwością ich pomiaru.

Właśnie te wymagania wykorzystywała administracja państwowa w opracowaniu wymagań zawartych w nowelizacji rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, w którym zostały zmodyfikowane parametry jakościowe zawarte w DS.

Z uwagi na różnice w składzie gazu ziemnego i biometanu (ten ostatni nie zawiera np. wyższych węglowodorów), w przyszłości przydatne będzie opracowanie DS dla parametrów jakościowych bioCNG i bioLNG.

Inną ważną kwestią w przypadku biometanu zatłaczanego do sieci są wymagania dotyczące infrastruktury do jego zatłaczania. Obecnie trwają prace nad DS, w którym znajdują się:

- modele przyłączania biogazowni do sieci gazowej,
- standard dla danych pomiarowych przesyłanych między biogazownią a spółką OSD,
- zasady przekazywania bieżących informacji dyspozytorskich między biogazownią a spółką OSD,
- magazynowanie biometanu,
- nawanianie biometanu.

KST bierze także pod uwagę możliwość opracowania DS dla technologii odsiarczania i osuszania biogazu.

Obecnie w Polsce nie ma żadnej biometanowni (biogaz jest wykorzystywany lokalnie), a więc opracowanie takiego DS powinno przyspieszyć działania ukierunkowane na wytwarzanie i wykorzystanie biometanu.

Emisja metanu z sieci gazowej

Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji metanu (drugiego po CO₂ gazu cieplarnianego) w sektorze energetycznym (grudzień 2021 roku) dotyczy sektorów ropy i gazu, węgla i importu surowców energetycznych. W skali UE pierwszy raz powstały jednolite ramy prawne dla monitorowania, raportowania i ograniczania emisji metanu w energetyce. Wprowadzono także konieczność stosowania systemów LDAR (*Leak Detection and Repair*). To z kolei powoduje konieczność pomiarów wielkości emisji, w tym emisji lotnych, a nie tylko wykrywania emisji.

Powstał zespół roboczy do opracowania DS dedykowanego emisji CH₄. Standard powinien być dostępny już pod koniec 2022 roku. W DS przedstawiono zalecenia dotyczące raportowania wielkości emisji metanu z przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, wskazano miejsca, w których najczęściej dochodzi do wycieków metanu. Dokonano przeglądu metod do detekcji i pomiaru emisji, przedstawiono metody obliczeniowe i współczynniki określania wielkości emisji.

DS jest przeznaczony dla operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Rozliczanie dostaw LNG na obiektach małej skali

Prowadzenie pomiarów i rozliczeń dostaw LNG na lądowych obiektach dotyczy załadunków na cysterny, wyładunków z cystern (w tym także niepełnych), przeladunków między cysternami i wszelkimi zbiornikami LNG, np. izokontenerami.

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazały na potrzebę opracowania DS, który powinien dotyczyć trzech technik/metod pomiarowych:

- rozliczeń wagowych statycznych,
- rozliczeń objętościowych dynamicznych,
- innowacyjnych rozliczeń dynamicznych masowych, inspirowanych projektami SMOK, prowadzonymi w PGNiG w latach 2016–2020.

KST podjął decyzję o opracowaniu DS, który będzie zawierał rekomendacje dotyczące zapewnienia nadzoru i spójności pomia-

rowej układów pomiarowych dla LNG, zasad obliczania wyniku końcowego oraz metod szacowania niepewności dla tego wyniku. W DS znajdują się więc wymagania i zalecenia dotyczące metod rozliczeniowych i układów pomiarowych LNG, w tym m.in. układów z gazomierzami Coriolisa, zalecenia odnośnie do eksploatacji i nadzoru metrologicznego urządzeń pomiarowych oraz kontroli jakości LNG na obiektach małej skali.

Stacje regazyfikacji LNG (SR LNG)

SR LNG stanowią element sieci gazowej i powinny spełniać wymagania w zakresie projektowania, budowy, montażu, kontroli, uruchomienia i eksploatacji. W 2021 roku zakończono prace nad DS, który dotyczy stacjonarnych, trwale związanych z gruntem, samodzielnych instalacji i urządzeń SR LNG, wykorzystywanych do prowadzenia przemiany skroplonego gazu ziemnego z fazy ciekłej w gazową (regazyfikacja) i jej przeznaczeniem dla potrzeb bytowych lub procesów produkcji. SR LNG może być również wykorzystywana jako doraźne lub systematyczne źródło wspomagające dostawy gazu ziemnego za pośrednictwem sieci gazowej w okresach zwiększonego zapotrzebowania na ten rodzaj paliwa (*peak shaving*).

W DS podano również wymagania dotyczące rozliczeń dostaw LNG do stacji regazyfikacji, ze wskazaniem rozliczeń na podstawie pomiarów bezpośrednich, docelowo w jednostkach energii jako modelu pożądanego. W jednym z załączników informacyjnych DS podano wytyczne projektowania i budowy instalacji odbioru energii chłodu przy stacjach regazyfikacji LNG, a warto zauważyć, że w momencie publikowania DS brakowało dedykowanych norm i standardów międzynarodowych dotyczących instalacji odbioru energii chłodu posadowionych przy stacjach regazyfikacji.

Stacje tankowania CNG

Te stacje są obecnie przedmiotem wielu dyskusji odnoszących się do możliwości bezobsługowego tankowania CNG. W rozporządzeniu ministra transportu z 2006 roku zapisano bowiem, że osoby napełniające zbiorniki CNG, LNG i wodoru, zamontowane w instalacjach zasilania pojazdów (...), powinny posiadać odpowiednie uprawnienia wydane przez TDT, potwierdzające kwalifikacje niezbędne do wykonania tych czynności.

W opracowanym w 2020 roku DS nie odniesiono się do tej kwestii, ale określono wymagania w zakresie projektowania, budowy, montażu, kontroli, uruchomienia i eksploatacji stacji tankowania pojazdów sprężonym gazem ziemnym, zwanych dalej stacjami tankowania CNG. DS dotyczy stacji tankowania CNG dla ciśnień tankowania do 20 MPa włącznie, przy temperaturze odniesienia 15°C, wyposażonych w system kompensacji temperatury, ale może być również stosowany do stacji o wyższych ciśnieniach pracy, z uwzględnieniem bezpieczeństwa działania podzespołów, wytrzymałości mechanicznej itp. Określono też wymagania pod kątem bezpieczeństwa (jak przy LPG).

DS stosuje się dla stacji tankowania CNG zasilanej paliwem gazowym z sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o składzie określonym w lokalnych przepisach lub normach stacji, które mogą być zasilane także innymi gazami, spełniających po sprężeniu gazu odpowiednie wymagania, m.in. biometanem, wzbogaconym metanem z pokładów węgla (CMB) oraz gazem pochodzącym

z odparowania skroplonego gazu ziemnego (na miejscu lub poza miejscem dystrybucji).

Działania edukacyjno-szkoleniowe prowadzone przez KST

Ważnym elementem działań edukacyjno-szkoleniowych KST IGG są warsztaty techniczne, które wiążą się tematycznie z opracowanymi dokumentami standaryzacyjnymi. Warsztaty zawierają zwykle część seminaryjną i praktyczną, a prowadzone dyskusje stanowią wartość dodaną zarówno dla autorów DS, jak i dla uczestników.

Warto w tym miejscu wymienić kilka przykładów.

- W 2019 roku warsztaty zorganizowano w Warszawie, a dotyczyły one głównie standaryzacji procesu CNG. Zaprezentowano na nich będący wówczas w trakcie nowelizacji standard dotyczący projektowania, budowy i użytkowania stacji CNG oraz referat przedstawiciela MZA Warszawa dotyczący wdrożonych technologii i projektów CNG/LNG. W części praktycznej przedstawiono nowoczesne rozwiązania techniczno-technologiczne na nowo uruchomionej w tym czasie stacji tankowania CNG autobusów MZA. Odbыл się także pokaz szybkiego i powolnego tankowania.
- W 2020 roku warsztaty techniczne odbyły się w Elku i dotyczyły głównie procesu standaryzacji LNG. W części seminaryjnej przedstawiono dotychczasowe prace nad DS dotyczącym stacji regazyfikacji LNG (został ustanowiony w 2021 roku), informację o metodzie pomiaru małego strumienia LNG metodą SMOK, a także prezentacje dotyczące bunkrowania statków LNG, eksploatacji terminalu przeładunkowego LNG na cysterny, stosowania LNG jako paliwa flotowego oraz – jako wstęp do wizyty technicznej – prezentację PSG Oddział Zakład Gazowniczy w Olsztynie zawierającą informacje dotyczące instalacji stacji regazyfikacji LNG w Elku, warunków technicznych i bezpieczeństwa jej użytkowania, procedur przyjęcia i rozładunku cystern z LNG oraz regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. W części praktycznej uczestnicy zwiedzili stację w Elku i obserwowali proces rozładowania cysterny LNG, z jednoczesnym pomiarem ilości za pomocą urządzenia SMOK.
- Inny charakter miały warsztaty techniczne, które odbyły się w 2021 roku podczas targów EXPO GAZ w Kielcach. W części seminaryjnej omówiono kilka opracowanych DS dotyczących określania ciśnienia roboczego gazociągów stalowych na podstawie defektów, przyrządów do pomiaru temperatury punktu rosy wody, horyzontalnych przewiertów sterowanych oraz projektowania i użytkowania stacji regazyfikacji LNG. Poza zaprezentowaniem DS przedstawione zostały prezentacje SITPniG o bezenergetycznej kompensacji wahań zapotrzebowania na gaz w sieciach gazowych oraz o możliwościach wykorzystania LNG w gospodarce komunalnej, przemyśle i transporcie, a także bardzo ciekawa prezentacja ZISCO SA o spawaniu metodą MULTIJET. W ramach części praktycznej wszystkich uczestników warsztatów zaproszono do zwiedzenia targów.
- W czerwcu 2022 roku w Tarnowie Podgórnym pod Poznaniem odbyły się warsztaty „Biometan – niekopalny, zielony składnik miks paliwowego w sieciach gazowych”. Wzięło w nich udział 98 osób, w tym także przedstawiciele firm, które nie są członkami IGG. W części seminaryjnej udział wzięli przedstawi-

ciele Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, Uniwersytetu Przyrodniczego we Wrocławiu, Gazoprojekt, PSG, EWE oraz SPV7. Prezentacje dotyczyły:

- budowy i eksploatacji biogazowni, ze szczególnym uwzględnieniem produkcji biometanu w trybie szczytowym,
- wyzwań związanych z projektowaniem biogazowni,
- roli OSD w zagospodarowaniu biogazu,
- technicznych aspektów zwiększania możliwości zatłaczania biometanu do sieci gazowej,
- planowanej działalności spółki celowej oraz zagadnień prawnych rynku biometanu, a także
- będących w opracowaniu DS, które odnoszą się bezpośrednio do zatłaczania biometanu do sieci gazowej albo uwzględniają wpływ biometanu na jakość paliw gazowych przesyłanych sieciami i dostarczanych do odbiorców. Oczywiście, biometan musi mieć takie parametry jak gaz ziemny, ale należy uwzględnić występowanie w nim, nawet w bardzo niewielkich ilościach, innych składników.

Dyskusje dotyczyły m.in. obowiązujących i projektowanych aktów prawnych UE odnoszących się do stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz ustaw krajowych. Warto zauważyć, że pod koniec 2021 roku w Europie znajdowały się 1023 zakłady produkujące biometan, ale niestety żaden nie znajduje się w Polsce.

W części praktycznej uczestnicy, oprowadzani przez prof. Dacha, zwiedzali biogazownię III generacji w zakładzie doświadczalnym w Przybrodzie (Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu). W trakcie zwiedzania padało wiele pytań dotyczących

zarówno rozwiązań technologicznych, jak i aspektów ekonomicznych produkcji biogazu.

Po zakończeniu warsztatów do uczestników skierowano ankietę. Z odpowiedzi na nią wynikało, że tematyka biogazu i biometanu wzbudziła duże zainteresowanie i wskazała na potrzebę kontynuowania na kolejnych warsztatach. Wskazano również na potrzebę zrealizowania warsztatów dotyczących wodoru, w tym wodoru odnawialnego. W 2020 roku w UE działało 300 elektrolizerów odpowiadających za mniej niż 4% całkowitej produkcji wodoru odnawialnego. W Polsce obecnie istnieją jedynie instalacje prototypowe, powstałe w ramach prowadzonych projektów badawczo-rozwojowych, więc podczas warsztatów możliwe byłoby zobaczenie tylko takich instalacji.

Do działań edukacyjno-szkoleniowych należy zaliczyć również regularne publikowanie w „Przeglądzie Gazowniczym” informacji o działalności KST i zespołów roboczych opracowujących DS. Okresowo informujemy również o nowych DS podczas seminariów organizowanych przez PZITS.

Działania KST adresowane są nie tylko do branży. Świadczy o tym fakt, że sprzedaż DS dla firm niestowarzyszonych w IGG stanowiła w 2021 roku 71% wartości sprzedaży DS. IGG są stosowane często przez firmy niebędące członkami IGG w postępowaniach przetargowych.

Wymagania techniczne zawarte w DS są wykorzystywane w 100% w specyfikacjach istotnych warunków zamówienia przez inwestorów z branży.

Dr Eliza Dyakowska, kierownik Sekretariatu KST

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W okresie 29 czerwca – 28 września 2022 roku odbyły się:

- 29 czerwca (w trybie hybrydowym) posiedzenie KST; kolejne planowane jest na 29 września,
- spotkania Prezydium KST w trybie on-line,
- konferencje uzgodnieniowe – od początku pandemii odbywają się w trybie zdalnym, co pozwala na udział większej liczby osób zainteresowanych,
- spotkania zespołów roboczych.

Na posiedzeniu 29 czerwca KST zatwierdził projekt standardu **prST-IGG-4403** (nowo opracowany) *Paliwa gazowe. Jakość paliw gazowych w sieci dystrybucyjnej*, który został także ustanowiony przez Zarząd IGG.

W czasie posiedzenia zatwierdzono zakres prac i harmonogram oraz rekomendowany budżet dotyczący opracowania **ST-IGG-3901** *Instalacje osuszania gazu ziemnego – Wymagania i zalecenia*.

W rozpatrywanym okresie do ankiety skierowanej do firm członkowskich IGG trafiły następujące DS:

- nowo opracowany standard **ST-IGG-4401** *Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczenie, wymagania i ocena jakości*. Jest to ostatni z serii trzech opracowanych standardów dotyczących jakości paliw gazowych, które zastąpią wycofane na początku sierpnia 2022 roku normy krajowe PN-C-04750 do 04753 dotyczące jakości gazów ziemnych,
- nowo opracowany standard **ST-IGG-1301** *Rozruch i ruch próbny. Wymagania dotyczące postępowania i dokumentowania czynności związanych z rozruchem i ruchem próbnym*,

- znowelizowany już po raz trzeci **ST-IGG-0602** *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia*,
- znowelizowane **ST-IGG-0501** *Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania*, **ST-IGG-0502** *Zespoły gazowe na przyłączykach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania*, **ST-IGG-0503** *Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie obsługi*,
- nowo opracowane **ST-IGG-3601** *Inspekcja rurociągów tłokami. Część 1 – Wymagania dla słuz oraz dla rurociągów* oraz **ST-IGG-3602** *Inspekcja rurociągów tłokami Część 2 – Czyszczenie i inspekcja tłokami pomiarowymi*.

Odbyły się też konferencje uzgodnieniowe dotyczące pierwszych trzech z wymienionych powyżej standardów. Będą one przedstawione do zatwierdzenia podczas posiedzenia KST 29 września.

W okresie ostatnich trzech miesięcy, mimo okresu urlopowego, odbywały się spotkania zespołów roboczych (oprócz zespołów, które opracowały już DS skierowane do ankiety), między innymi:

ZR 2B, który pracuje nad nowelizacją **ST-IGG-0201** protokołu SMART-GAS,

ZR 2C, zajmującego się nowelizacją **ST-IGG-0205** oraz **0206** dotyczących chromatografów gazowych,

ZR 10, który nowelizuje **ST-IGG-1001** do **1004** dotyczące oznakowania trasy gazociągów,

ZR 27, który opracowuje **ST-IGG-2702** dotyczący rozliczeń dostaw LNG w małej skali,

ZR 35, który opracowuje **ST-IGG-3502** dotyczący infrastruktury związanej z przyłączaniem biogazowni.

W ostatnich dwóch latach obserwujemy wykładniczy rozwój OZE w Polsce

Rozmowa z **Ireneuszem Zyską**, pełnomocnikiem rządu ds. OZE, sekretarzem stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska



Dla rozwoju OZE bardzo ważne są regulacje prawne. Projekt ustawy odległościowej, dotyczący liberalizacji zasady 10H, który ma być poddany pod głosowanie wczesną jesienią, jest długo oczekiwanym rozwiązaniem, podobnie jak działania prezesa URE na rzecz transformacji sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej. To ważne projekty, choć sektor energii chciałby dodać jeszcze nowelizację ustawy o inwestycjach liniowych jako inwestycjach celu publicznego.

W obliczu agresji Rosji na Ukrainę i wywołanego przez Rosję kryzysu energetycznego kluczowe jest wzmocnienie suwerenności i bezpieczeństwa energetycznego. OZE to jeden z filarów bezpieczeństwa energetycznego Polski, co zostało wyrażone w założeniach do aktualizacji „Polityki energetycznej Polski 2040 roku”, przyjętych przez Radę Ministrów 29 marca 2022 roku. Obok dalszego rozwoju mocy wiatrowych i słonecznych zintensyfikowane będą działania mające na celu rozwój wykorzystania OZE, niezależnych od warunków atmosferycznych, czyli wykorzystujących energię wody, biomasy, biogazu czy ciepła ziemi. Szczególną rolę w osiągnięciu połowy mocy zainstalowanych w źródłach zeroemisyjnych odegra wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego morskiej energetyki wiatrowej i uruchomienie elektrowni jądrowej. Mając na względzie rolę OZE w transformacji energetycznej i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski, Ministerstwo Klimatu i Środowiska podejmuje działania legislacyjne umożliwiające rozwój zarówno źródeł wielkoskalowych, jak i mikroinstalacji wykorzystujących zeroemisyjne odnawialne źródła energii.

Celem wspomnianego przez pana projektu liberalizacji ustawy odległościowej jest zniesienie barier uniemożliwiających rozwój lądowej energetyki wiatrowej w kraju. Już dzisiaj moc zainstalowana w lądowych farmach wiatrowych wynosi ponad 7,5 GW, ale jej potencjał jest znacznie wyższy. Dlatego Ministerstwo Klimatu i Środowiska podjęło działania legislacyjne, które umożliwią powstanie farm wiatrowych o łącznej mocy od 6 do 10 GW i zapewnią dostęp to taniej i zeroemisyjnej energii dla gospodarstw domowych, a przede wszystkim dla przemysłu. Wierzę, że w obliczu agresji Rosji na Ukrainę i stosowanego przez Rosję szantażu energetycznego, projekt ustawy uzyska szerokie poparcie w trakcie prac parlamentarnych.

W ostatnich dwóch latach obserwujemy wykładniczy rozwój OZE w Polsce. Na koniec lipca 2022 roku moc zainstalowana w OZE wyniosła 20,32 GW. Dla porównania: na koniec 2015 roku było to 7,1 GW. Mówimy więc o prawie trzykrotnym wzroście. Dzięki kontraktom zawartym w aukcjach w okresie ostatnich czterech lat oraz warunkom przyłączenia wydanym dla nowych projektów w różnych technologiach wytwarzania, przewidujemy, że w 2025 roku w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) osiągniemy około 28 GW mocy zainstalowanej w OZE. Będzie to duże wyzwanie dla sprawności sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej. Ministerstwo Klimatu i Środowiska prowadzi analizy i pracuje nad propozycjami rozwiązań, które umożliwią dalszy, zrównoważony rozwój OZE w Polsce.

W ramach procedowanej nowelizacji ustawy o OZE (UC99) proponujemy m.in. zmiany mające na celu uznanie niektórych instalacji OZE za inwestycje celu publicznego. Dotyczy to przede wszystkim biogazowni zlokalizowanych na istniejących obiektach oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów w celu zwiększenia dostępności krajowych zasobów paliw. Ma to ogromne znaczenie w kontekście obecnie panującej sytuacji geopolitycznej, związanym z nią kryzysem energetycznym i pilną potrzebą uniezależnienia się od zewnętrznych dostaw gazu.

Dla rynku energii w Polsce ważne są porozumienia sektorowe opisane w strategii wodorowej i biometanowej, które otwierają nowe obszary rynku. Jak można ocenić stan prac nad tymi dokumentami?

Porozumienia sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej oraz biogazu i biometanu, a także w obszarze fotowoltaiki i morskiej energetyki wiatrowej, to bezprecedensowe działania zainicjowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w zakresie rozwoju nowych, zaawansowanych technologicznie gałęzi gospodarki i wykorzystania szansy, jaką daje ich wdrożenie na dużą skalę.

Każde porozumienie ma za zadanie zapewnić koordynację działań w celu zdynamizowania rozwoju tych sektorów, z naciskiem na wzmocnienie krajowych korzyści energetycznych, środowiskowych, technologicznych, ekonomicznych i społecznych. Podstawowym celem porozumień sektorowych jest wzrost *local content*, tj. polskiego wkładu, rozumianego jako udział polskich

technologii, ich komercjalizacja, budowa rynku i rozwój przemysłu, co ma doprowadzić do wzmocnienia konkurencyjności polskiej gospodarki w obszarze zielonych technologii. Porozumienia sektorowe, w których uczestniczą przedstawiciele najlepszych polskich uczelni, instytutów badawczych, przemysłu i przedsiębiorców, organizacji otoczenia biznesu, instytucji finansowych i ubezpieczeniowych, stowarzyszeń i izb gospodarczych oraz administracji rządowej i samorządowej, spełniają swoją rolę i są ważnym elementem w procesie budowy nowych sektorów gospodarki, wzmacniających bezpieczeństwo energetyczne i ekonomiczne kraju.

Kwestia bezpieczeństwa energetycznego w kontekście embarga na surowce z Rosji. Jakże ostatnio zrealizowane działania przyspieszą polski potencjał magazynowania energii?

Realizacja celów OZE, zarówno w segmencie źródeł rozproszonych, jak i wielkoskalowych, nie będzie możliwa bez zastosowania magazynowania energii, które pozwoli na zwiększenie popytu na zielone technologie, a także ułatwi przyłączanie do sieci nowych mikroinstalacji prosumenckich. Pozwoli również zapewnić dostawy energii elektrycznej wytworzonej w wielkoskalowych instalacjach OZE w czasie, gdy wietrzność i nasłonecznienie są niskie.

W najbliższych latach dzięki impulsom finansowym, jakimi są programy priorytetowe „Czyste powietrze”, „Agroenergia”, czy „Mój prąd”, który w czwartej edycji umożliwi dofinansowanie zakupu nie tylko instalacji fotowoltaicznej, ale także domowego magazynu energii, oraz dzięki wprowadzeniu nowego, korzystnego dla prosumentów modelu rozliczeń na podstawie *net-billingu*, sektor wytwarzania energii na własne potrzeby (autokonsumpcja) i jej magazynowania szybko się rozwija.

W tym kontekście należy wskazać, że w lipcu 2021 roku weszła w życie nowelizacja prawa energetycznego. Dzięki niej ujednoczona została definicja magazynu energii, określono zasady przyłączenia magazynu do sieci oraz wprowadzono korzystne rozwiązania dotyczące zużycia zmagazynowanej energii.

Kiedy będziemy mogli szerzej wykorzystać wodór do magazynowania energii?

Wiele rozwiązań o przełomowym znaczeniu znajduje się obecnie w fazie badań. Dotyczy to zwłaszcza możliwości magazynowania energii w wodrze, które będą stymulować wzrost zainteresowania i rozwoju OZE. Trwają prace nad zwiększeniem efektywności technologii wodorowych w celu poprawy ich opłacalności na rynku pod kątem wytwarzania, konwersji i magazynowania energii. Przede wszystkim muszą zostać obniżone koszty inwestycyjne, aby rozszerzyć obszar zastosowań tych technologii. Jednym z celów magazynowania energii za pomocą wodoru jest jego wykorzystanie jako wsparcia integracji odnawialnych źródeł energii z systemami energetycznymi. Wodór umożliwia magazynowanie energii odnawialnej na dużą skalę i w długim okresie, a duże elektrolizery mogą elastycznie równoważyć obciążenie energetyczne okresowym wytwarzaniem energii, co wpłynie na poprawę bilansowania krajowego

systemu energetycznego. Konieczna jest optymalizacja procesu przechowywania i dystrybucji wodoru, aby umożliwić magazynowanie wodoru w dużych (kawernowych) i rozproszonych magazynach oraz jego dystrybucję i dostawy do odbiorców końcowych.

Zgodnie z założeniami Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku, z perspektywą do 2040 roku, ze względu na konieczność zwiększania poziomu gotowości technologicznej wybranych rozwiązań, rozwój gospodarki wodorowej do poziomu istotnego sektora gospodarki nastąpi w latach 2030–2035. Do 2030 roku przewiduje się rozpoczęcie powszechnego wykorzystywania wodoru jako magazynu energii.

Kiedy zwiększymy wykorzystanie OZE w przemyśle dzięki umowom PPA i kiedy zostanie wprowadzony w życie *cabl pooling*?

Umowy PPA to rozwiązanie znane zarówno w krajach Unii Europejskiej, jak i poza nią. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE to kolejny sposób dla polskich firm na zapewnienie sobie dostępu do czystej energii. Umowy PPA mają wiele zalet finansowych i środowiskowych, a wśród nich przede wszystkim długoterminowość zobowiązania do dostawy energii po ustalonej cenie, co zabezpiecza interesy zarówno odbiorcy, jak i wytwórcy energii z OZE, posiadanie wykazu o zakupie czystej energii, co obniża ślad węglowy i pozwala konkurować na rynku, na którym wpływ środowiskowy odgrywa coraz większą rolę, a także, co niezwykle ważne, obniżenie kosztów zakupu energii elektrycznej.

Uregulowanie kwestii umów PPA znalazło się w będącej w końcowej fazie prac legislacyjnych na etapie rządowym nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (projekt nr UC99). Projektowane przepisy mają na celu m.in. wprowadzenie do polskiego prawa umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii.

Wśród licznych działań na rzecz zwiększenia wykorzystania OZE, podejmowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, są także te dotyczące wdrożenia *cabl pooling*, czyli rozwiązania polegającego na współdzieleniu infrastruktury energetycznej pomiędzy instalacje oparte na różnych technologiach OZE, o różnych charakterystykach pracy i profilach wytwarzania. Celem jest to, aby jednostki wytwórcze dwóch różnych typów, np. elektrownie słoneczne i wiatrowe, działające w bezpośrednim sąsiedztwie, mogły wykorzystywać wspólną infrastrukturę energetyczną w zakresie mocy przyłączeniowej przyznanej pierwotnie dla jednej z tych instalacji.

Cabl pooling, dzięki optymalizacji wykorzystania istniejących mocy przyłączeniowych, może ograniczyć bariery przyłączeniowe do sieci elektroenergetycznych. Dodatkowo zapewni optymalizację już wydanych warunków przyłączenia, co wpłynie na obniżenie kosztów taryf za przesył i dystrybucję energii. Wpłynie też pozytywnie na system elektroenergetyczny, „wypłaszczając” profil wyprowadzenia mocy do sieci i zapewniając jej bardziej równomierną podaż. Obecnie trwają analizy koncepcyjne na temat wdrożenia przepisów umożliwiających stosowanie *cabl pooling* w Polsce.

Rozmawiał Adam Cymer

Podsumowanie VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Rynek gazu w nowych realiach

W Łodzi (27–29 czerwca br.) obradował VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego wiodącym hasłem był „Rynek gazu w nowych realiach”.



Dr Robert Perkowski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, otwierając obrady, podkreślił wyjątkowe okoliczności geopolityczne, jakie towarzyszą kongresowi, podnosząc rangę analiz i prognoz w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i przyszłości rynku gazu w nowych realiach.

– Tegoroczny Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego ma szczególne znaczenie, bo odbywa się w niezwykle trudnym czasie. Agresja Rosji na Ukrainę przewartościowała nasze podejście do wielu zagadnień związanych zarówno z teraźniejszością, jak i przyszłością. Słowo bezpieczeństwo odmienia się dzisiaj przez wszystkie przypadki, w każdym kontekście. Dla naszej branży podstawą bezpieczeństwa jest zróżnicowanie źródeł i kierunków dostaw surowców energetycznych. PGNiG od lat realizuje tak rozumianą dywersyfikację, za co należą się słowa podziękowania nie tylko moim poprzednikom w PGNiG, ale wszystkim osobom związanym z branżą, dla których słowo dywersyfikacja nie jest sloganem.

Pierwsza sesja kongresowa poświęcona była „Nowemu modelowi europejskich dostaw gazu”.

W panelu dyskusyjnym moderowanym przez Wojciecha Jakóbika, redaktora naczelnego BiznesAlert.pl, wzięli udział: dr Piotr Dziadzio, podsekretarz stanu, główny geolog kraju, pełnomocnik rządu ds. polityki surowcowej państwa, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, prof. Jerzy Buzek, Parlament

Europejski, prof. Władysław Mielczarski, Politechnika Łódzka, prof. Konrad Świrski, Politechnika Warszawska, prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, dr Maria Olczak, Research Associate at the Florence School of Regulation Gas Area, Artur Zawartko, wiceprezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A, dr Przemysław Ligenza, prezes NFOŚ, oraz dr Łukasz Gajewski, Wyższa Szkoła Bankowa we Wrocławiu.



Ta sesja koncentrowała się na opisanu transformacji energetycznej, w wymiarze krajowym i europejskim, w kontekście trwającego i nabierającego coraz większego rozpędu procesu dekarbonizacji w dobie destabilizacji sytuacji na rynkach energii i związanej z tym intensyfikacji działań skierowanych na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw Unii Europejskiej, a zwłaszcza Polski. W obecnych uwarunkowaniach priorytetem staje się bezpieczeństwo energetyczne i temu podporządkowane są scenariusze działania. Polska jest w tej dobrej sytuacji, że wcześniej niż Europa rozpoczęła dywersyfikację kierunków dostaw gazu poprzez nowe, długoterminowe kontrakty, rozbudowała infrastrukturę, zbudowała interkonektory, przez które połączona jest z rynkiem europejskim. To stabilizuje pozycję gazu ziemnego w polskiej gospodarce nie tylko jako paliwa przejściowego, ale otwiera nowe możliwości w strategiach długoterminowych, związanych ze zmianami w kierunku OZE i gospodarki wodorowej. Nowe konteksty, w których działa europejski rynek gazu, wymuszają zmiany w unijnym prawodawstwie gazowym.

Jednocześnie, projektowane regulacje muszą w rozsądny sposób uwzględniać specyficzne uwarunkowania rynków gazu ziemnego w państwach członkowskich, a dostęp gazów odnawialnych i niskoemisyjnych do rynku nie powinien naruszać bezpieczeństwa funkcjonowania systemu, stabilności dostaw do odbiorców gazu ani zwiększać kosztów wynikających z dostosowywania nowej infrastruktury. Korekta planowania na poziomie europejskim jest niezbędna, czego wyrazem jest przedstawiony przez Komisję Europejską plan REPowerEU czy planowane zmiany w systemie handlu emisjami. W marcu br. Rada Ministrów przyjęła skorygowane założenia do PEP 2040. Zdaniem dyskutantów, kryzys zmusza nas do poszukiwania rozwiązań i rozstrzygnięć, a nie tylko rozważań planowanych w strategii na lata. Podkreślali oni równocześnie, że domagają się nasilenia działań ze strony UE w kierunku sprawiedliwej transformacji nie tylko w perspektywie długoterminowej, ale przede wszystkim najbliższej zimy. W wypowiedzi premiera zostały podkreślone pilne działania realizowane na szczelbu Parlamentu Europejskiego w zakresie rewizji podejścia do proponowanych wcześniej regulacji dla sektora gazowego.

Druga sesja kongresowa poświęcona była „Stabilności i bezpieczeństwu systemu gazowego”. Referat wprowadzający wygłosił prof. Konrad Świrski, a w panelu wystąpili: dr Paweł Pikus, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu, MKiŚ, dr Andrzej Sikora, prezes zarządu, Instytut Studiów Energetycznych, Robert Więckowski, prezes PSG, oraz dr inż. Andrzej Ziółkowski, prezes UDT.



W wyniku debaty jej uczestnicy stwierdzili, że rola gazu w planowanej aktualizacji PEP 2040 powinna być znacząco zmodyfikowana. Wobec konieczności eliminacji rosyjskiego gazu z rynku europejskiego nie jest możliwe traktowanie paliwa gazowego jako paliwa przejściowego. Paneliści nie do końca jednak byli zgodni w przewidywaniach dotyczących prognozowanego zużycia gazu w Polsce do 2030 roku. W ocenie części panelistów zużycie gazu nie będzie malało i raczej nie będzie miało tendencji wzrostowych, co nie zostało potwierdzone w wypowiedziach przedstawicieli spółek gazowniczych, którzy stwierdzili, że zainteresowanie klientów paliwem gazowym utrzymuje się na stałe wysokim poziomie i wszystkie programy rozwoju infrastruktury gazowej, a szczególnie rozbudowy sieci dystrybucyjnej są kontynuowane. Przedstawiciel MKiŚ zapewniał, że PEP 2040 zostanie zmodyfikowany i dostosowany do zmieniającej się sytuacji poli-

tycznej i gospodarczej w Europie. W dyskusji podkreślono także problem cyberbezpieczeństwa infrastruktury gazowej, szczególnie w obecnej sytuacji geopolitycznej. Prezes UDT zwrócił uwagę na obecne działania UDT i konieczność powiązania zagadnień bezpieczeństwa systemów OT wraz z kwestią wzrastającej roli certyfikatów poufności (*safety i security*). Moderator wskazał na wciąż otwartą kwestię jednolitych standardów cyberbezpieczeństwa i podkreślił coraz lepsze przygotowanie polskich organizacji – m.in. GAZ-SYSTEM – do aktualnych projektów, jak *Baltic Pipe*. Dyskusja dotyczyła również wykorzystania środków ETS – przekazania ich bezpośrednio do energetyki – co w zasadzie postulowali wszyscy paneliści. Przedstawiciel MKiŚ wskazywał, że finansowanych jest wiele projektów i programów, natomiast moderator wskazywał, że w żadnym wypadku nie dotyczy to całości funduszy ETS wpłacanych przez energetykę do budżetu (a więc pokrywanych przez klientów), a nawet częściowe rozwiązania, jak np. Fundusz Transformacji Energetyki, wciąż są na etapie przygotowania legislacji. W dalszej części paneliści podkreślili kluczowe problemy związane z europejskim rynkiem gazu, m.in. niebezpieczeństwo braku pokrycia pełnego zapotrzebowania w okresie zimowym i ekstremalnie wysokich cen. Problemy te wciąż nie są w pełni rozwiązane za pomocą zintegrowanej europejskiej polityki gazowej.

Trzecia sesja kongresowa poświęcona była „Budowie gospodarki wodorowej w kontekście rozwoju przemysłu gazowniczego”. Wprowadzenia do dyskusji dokonał dr hab. Grzegorz Tchorek z Uniwersytetu Warszawskiego. W panelu udział wzięli: Szymon Byliński, dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej w MKiŚ, dr Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG, prof. Choong-Gon Lee, Hanbat National University, Korea Płd., dr Marcin Blesznowski, Instytut Energetyki, prof. Jacek Dach, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, prof. Maciej Chaczykowski, Politechnika Warszawska, prof. Jerzy Kaleta, Politechnika Wroclawska oraz Jacek Pogoda, ORSG.



W tej sesji zwracano uwagę, że poruszamy się na gruncie technologii, rozwiązań, systemów dopiero tworzonych, których gotowość technologiczna nie jest jeszcze pełna. Jeśli spojrzeć na dojrzałe rynki, jesteśmy na bardzo wczesnym etapie, ale będziemy korzystać z tego, że ta technologia jest doskonała, usprawniana. Współpraca międzynarodowa jest konieczna do stworzenia przejrzystego rynku wodoru ze spójnymi standardami i normami. Strategie wdrażania gospodarki wodorowej nie powinny być re-

alizowane w odosobnieniu. Nowy pakiet gazowy wymusi na nas udział w tym procesie, w kolejnych odsłonach biogaz, biometan, bioLNG, a na końcu wodór – zapewne taka będzie sekwencja zdarzeń. Musimy być na to przygotowani, bo pakiet gazowy nakazuje, że od 2024 roku system przesyłowy będzie musiał przyjąć do 5% gazów zdekarbonizowanych. Dobrze się stało, że powstała Polska Strategia Wodorowa, bo określa konkretne cele gospodarki wodorowej, a co ważniejsze – dostarcza wiedzy, kształtuje świadomość. To przyspieszy proces powstawania nowych regulacji. W dyskusji pojawił się wątek, który postawił kwestię, od lat poruszaną w debatach, polskiej innowacyjności. Problem opisywano z podkreśleniem ułomności w strategicznym podejściu do przyszłości, zaznaczając brak realnych działań na podstawie opracowanych strategii. Tak dzieje się od lat – nie budujemy rozwiązań systemowych, a jednostkowe, które w dobie rozpędu technologicznego często okazują się niewystarczające, tymczasowe. W kontekście projektów europejskich istnieje jeszcze problem polegający na niezwykle niskim poziomie umiędzynarodowienia relacji i działań przez krajowy świat nauki i biznesu. Duże programy europejskie, a o takich mówimy w przypadku gospodarki wodorowej, mogą być realizowane na podstawie konkursów, z udziałem międzynarodowych konsorcjantów. Moderator, podkreślając rangę tematu, uznał, że powinien to być temat na osobną konferencję.

Czwarta sesja kongresowa poświęcona była „Rozwiązaniom systemowym dla dostaw gazu”. Wprowadzenia do dyskusji dokonał prof. Andrzej Osiadacz. W panelu udział wzięli: Artur Cieślak, wiceprezes zarządu PGNiG SA, Jakub Kowalski, członek zarządu ds. operacyjnych PSG sp. z o.o., Adam Wawrzynowicz, Wawrzynowicz i Wspólnicy spółka komandytowa, prof. Jerzy Stopa, AGH, prof. Władysław Mielczarski, Politechnika Łódzka, Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., Bogusław Regulski, wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, oraz Andrzej Rubczyński, dyrektor ds. strategii ciepłownictwa, Forum Energii.



W tej sesji zarówno prezentacje, jak i dyskusja koncentrowały się na opisanu perspektyw gazu ziemnego jako paliwa transformacyjnego w kontekście taksonomii UE. Z wypowiedzi przedstawicieli spółek dystrybucyjnych wynika, że rośnie zainteresowanie

właścicieli instalacji wielkoskalowych i kogeneracyjnych w sektorze ciepłownictwa, przy jednoczesnym spadku zainteresowania wśród klientów indywidualnych, co jednak nie będzie miało wpływu na spadek wolumenu transportowanego paliwa. Z pięćdziesięciu kilku tysięcy wniosków w ubiegłym roku, w pierwszej połowie tego roku jest ich nieco ponad dwadzieścia tysięcy. Drugi obszar zmian to rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe, w połączeniu z gazami odnawialnymi, przede wszystkim z biometanem. Na tym etapie wodór to kwestia przyszłości. System gazowniczy jest przygotowany do transportu gazów zdekarbonizowanych. Ze względu na możliwość uzyskania finansowania zewnętrznego, nowo budowane sieci gazowe będą przygotowane do transportu gazów zdekarbonizowanych z domieszką wodoru. Także przedstawiciele ciepłownictwa uznają, że gaz ziemny nie będzie paliwem wiodącym, ale raczej pewne jest, że zmieszany z gazami odnawialnymi będzie paliwem podstawowym. W sektorze zidentyfikowano prawie 800 instalacji, które mogą dokonać konwersji z paliw stałych (w tym węgla) na gaz ziemny. Rynek zwraca jednak uwagę, że kierunki zmian postulowane przez KE wymagać będą kosztownych inwestycji. Budowa infrastruktury dla gazów odnawialnych, w tym dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do domieszkowania do niej wodoru, jest poważnym wyzwaniem inwestycyjnym dla operatorów gazowych. Żeby sprostać takim wyzwaniom konieczne będą: przededefiniowanie podejścia regulacyjnego do postępowania taryfowych i uzgodnień planów rozwoju, oraz wzmożone wysiłki pozwalające na pozyskanie dofinansowania ze źródeł zewnętrznych.

Piąta sesja kongresowa poświęcona była tematowi: „Technologie CCS/CCUS i ograniczenie emisji metanu”. Wprowadzenia do dyskusji dokonał prof. Stanisław Nagy, AGH. W panelu udział wzięli: Agnieszka Chylińska-Macios, naczelnik Wydziału Koncesji I, MKiŚ, Krzysztof Bolesta, kierownik ds. CCUS w Dyrekcji Generalnej ds. Energii Komisji Europejskiej, dr Jacek Jaworski, dyrektor INiG-PIB, dr Adam Wójcicki, PIG, Renato Winkler, Senior Director of Business Development for Picarro, dr Tomasz Włodek, AGH, Krzysztof Potera, dyrektor PGNiG OGIE, Artur Badylak, dyrektor JSW SA, dr Janusz Jureczka, dyrektor PIG, oraz dr Krzysztof Polański, AGH.



W tym panelu analizowano światowe i polskie działania w zakresie CCS/CCUS jako konieczne w procesach dekarbonizacyj-

nych. Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla będzie miało zasadnicze znaczenie dla Europy w osiągnięciu neutralności klimatycznej. Europa zamierza zostać pierwszym na świecie kontynentem neutralnym dla klimatu do 2050 roku. CCS/CCUS powraca w kręgach politycznych UE z trzech powodów: jako sposób na dekarbonizację przemysłu ciężkiego, jako zapoczątkowanie gospodarki opartej na czystym wodorze oraz jako środek umożliwiający osiągnięcie zerowej emisji netto CO₂ w 2050 roku. W związku z brakiem w Polsce energetyki jądrowej, istotnie poprawiającej bilans emisji CO₂ w procesach produkcji energii elektrycznej, należy rozważyć implementację procesów CCS/CCUS w nawiązaniu do celów polityki klimatycznej, szczególnie po 2030 roku. Jednym z możliwych rozwiązań przedłużających możliwość długotrwałego korzystania z paliw kopalnych, takich jak węgiel kamienny, brunatny czy gaz ziemny, jest wdrożenie technologii eliminujących CO₂ w emitowanych spalinach i uniknięcie części opłat związanych z systemem ETS. Obserwujemy aktywne działania rządu prowadzące do zmiany prawa geologicznego i górniczego, a także prawa energetycznego (w celu umożliwienia budowy systemu transportu rurociągowego CO₂). Równolegle obserwujemy działania polegające na aktualizacji wcześniejszych prac badawczych, przerwanych po 2013 roku i przeprowadzeniu nowej analizy możliwości magazynowania CO₂ w strukturach geologicznych. Akademia Górniczo-Hutnicza realizuje projekty badawcze związane z procesami CCS/CCUS m.in. ze wsparciem funduszy norweskich i krajowych (NCBiR), takie jak na przykład projekt badawczy AGASTOR (*Advanced Gas and Carbon Dioxide Storage in Aquifer*), realizowany przez AGH i Uniwersytet Stavanger, którego celem jest magazynowanie gazu ziemnego i dwutlenku węgla w akiferze. Projekt zakłada możliwość wykorzystania CO₂ w części poduszki magazynowej w ramach budowy podziemnego magazynu gazu w strukturach aquiferowych. Założeniem projektu jest analiza możliwości budowy takiego magazynu gazu w bezpośrednim sąsiedztwie terminalu LNG, rurociągu *Balic Pipe* oraz elektrowni Dolna Odra, w której planuje się wykorzystanie gazu ziemnego do celów energetycznych. Należy jednak mieć na uwadze, że w perspektywie 2050 roku paliwa kopalne nadal będą podstawą gospodarki światowej i nie jest możliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne. Tempo i zakres zmian technologicznych w gazownictwie wymuszone zostaną wspólną polityką klimatyczną, wspomaganą głównie opłatą emisyjną CO₂. Kolejną kwestią w dyskusji było rozporządzenie w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym, które wymusza na przedsiębiorstwach energetycznych podejmowanie kosztownych działań w zakresie pomiarów wielkości emisji metanu, w tym również emisji metanu z kopalń zamkniętych i zlikwidowanych.

Szósta sesja kongresowa poświęcona była tematowi: „Otoczenie biznesowe gazownictwa”. Wprowadzenia do dyskusji dokonał prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, a udział wzięli: prof. Małgorzata Kwętarz, Politechnika Warszawska, Adam Wawrzynowicz, Wawrzynowicz i Wspólnicy spółka komandytowa, prof. Przemysław Drapała, Kancelaria JDP Drapała & Partners sp. j., Rafał

Baldys, Związek Pracodawców Branży Usług Inżynierskich, dr Jacek Magiera, Politechnika Krakowska, prof. Cezary Orłowski, Wyższa Szkoła Bankowa w Gdańsku, oraz Marcin Tadeusiak, prezes JT SA.



W tej debacie kongresowej zwracano uwagę na uwarunkowania zewnętrzne funkcjonowania sektora gazowniczego. Nie tylko regulacyjne, ale także biznesowe, wynikające ze zmian w tych segmentach rynku, dla których gazownictwo jest ważnym partnerem, jak ciepłownictwo, które stawia na kogenerację gazową. Zielona gospodarka będzie modernizować systemy ciepłownicze w kierunku dostosowania istniejących urządzeń gazowych do spalania mieszaniny gazów pochodzących z OZE, a jest to sektor o szerokiej skali odbiorców w zakresie mocy i przewidywalnym profilu zużycia. Nowoczesne techniki zarządzania stosowane w ciepłym systemowym redukują ryzyko w eksploatacji systemów wielkoskalowych, a także indywidualnych. Zwracano jednak uwagę także na zagrożenia dla sektora gazowniczego, wynikające z sytuacji rynkowej, inflacji i zawirowań na rynku pracy. Wyraźnie wskazywano na wpływ wzrostu cen materiałów i kosztów na realizację kontraktów na budowę i modernizację infrastruktury gazowej. Zwracano też uwagę na odpływ zagranicznych pracowników z rynku infrastruktury w Polsce i przerwane łańcuchy dostaw. Ważnym tematem debaty była cyfryzacja branży energetycznej. Wprowadzany model dojrzałości transformacji cyfrowej IGG-C ułatwia wdrażanie dobrych praktyk, standaryzację i integrację systemów. Audyty technologiczne i urzędnicy Internetu Rzeczy stają się coraz bardziej widoczne w przemyśle gazowniczym. Projektowane zmiany otoczenia regulacyjnego gazownictwa na poziomie unijnym i krajowym to kolejny obszar, który coraz bardziej wpływać będzie na funkcjonowanie sektora. Dobrze, że administracja rządowa wykazuje aktywność w pracach legislacyjnych, konsultowanych z beneficjentami zmian. Samorząd gospodarczy sektora gazowniczego, poprzez IGG, wypracował propozycje dokumentem pt. „Kodeks dobrych praktyk” w realizacji inwestycji, ujmując reguły relacji pomiędzy inwestorami a wykonawcami.

VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, po wysłuchaniu dyskusji panelowych oraz zgłoszonych podczas obrad wniosków i postulatów, tradycyjnie zakończył się przyjęciem uchwały dedykowanej administracji państwowej i branży.

UCHWAŁA
VIII KONGRESU POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

„Rynek gazu w nowych realiach”

Łódź 28 czerwca 2022 r.

Uczestnicy VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, zorganizowanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, którego tematem przewodnim był „Rynek gazu w nowych realiach”, po wysłuchaniu dyskusji panelowych oraz zgłoszonych podczas obrad wniosków i postulatów, postanawiają przyjąć uchwałę następującej treści.

Postulaty dedykowane administracji państwowej

1. Okoliczności nadzwyczajne, stworzone poprzez agresję rosyjską w Ukrainie, rodzą niepokój, że nowe realia na rynku gazu spowolnią tempo transformacji. Nie należy zmniejszać tempa zmian w procesie dekarbonizacji, ale wspierać je rynkowymi programami finansowania i dotacjami ze środków publicznych. Inwestycje gazowe są w tym procesie niezbędne.
2. W programach transformacji energetycznej konieczne jest podejście całościowe dotyczące regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia, uwzględniających uwarunkowania sektorowe adresowane do gazownictwa (w tym także uwzględniające paliwa gazowe zero- i niskoemisyjne, takie jak wodór, biogaz/biometan i gazy syntetyczne), ciepłownictwa, transportu i magazynowania energii.
3. Istotnym elementem strategicznych programów dla gazownictwa (ważnych z punktu widzenia dekarbonizacji) powinno być magazynowanie gazu w ośrodkach porowatych i kawernach solnych rozbudowanych docelowo do pojemności 7 mld m³ w perspektywie dziesięciu lat, zapewniające bezpieczeństwo strategiczne zdywersyfikowanego łańcucha dostaw. Z tego samego powodu konieczny jest dalszy rozwój krajowej infrastruktury przesyłowej, szczególnie na osi północ-południe z racji usytuowania terminali gazowych LNG.
4. Technologie CCS/CCUS, które mogą być kluczowe w procesie dekarbonizacji gospodarki, wymagają pilnych uregulowań praw-

nych, usunięcia barier administracyjnych oraz wdrożenia systemów wsparcia inwestycji.

5. Nowe technologie prowadzące do dekarbonizacji gospodarki powinny być spójne z dotychczasowym kierunkiem rozwoju systemu gazowniczego.

Postulaty dedykowane branży

1. Bardzo dobre doświadczenia wynikające z wykorzystania rekomendacji „Kodeksu dobrych praktyk” (KDP) dla gazownictwa wskazują na potrzebę kontynuacji prac nad wdrożeniem mechanizmów stosowania rekomendacji KDP.
2. Branża gazownicza powinna podjąć problem realizacji inwestycji liniowych celu publicznego, czego efektem powinno być ułatwienie budowy dystrybucyjnych sieci gazowych.
3. W programie prac standaryzacyjnych Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa powinny znaleźć się analizy wyprzedzające wobec technologii nowej generacji.

W imieniu uczestników VIII Kongresu
Polskiego Przemysłu Gazowniczego Komisja Uchwał i Wniosków

Władysław Mielczarski
– przewodniczący

Stanisław Nagy Waldemar Kamrat Adam Cymer



Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Gdańska Fundacja Menedżerów we współpracy
z Uniwersytetem Gdańskim i IAE Aix – Marseille Graduate School of Management,
jako instytucją walidującą zapraszają do udziału

w XVIII edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich:
EXECUTIVE MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION
dla firm sektora energetyczno-budowlanego

Zajęcia odbywają się w terminie październik 2022 – październik 2024

Szczegółowe informacje pod adresem: office@igg.pl

Serdecznie zapraszamy

Urządzenie do pobierania próbek skroplonego gazu ziemnego LNG – wynalazek opracowany przez PGNiG

Grzegorz Maciejewski, Piotr Wojtasik

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo odniosło sukces w zakresie badań i innowacji. Spółka opatentowała unikatowe w skali europejskiej urządzenie do pobierania próbek skroplonego gazu ziemnego. Wynalazek został zbudowany w ramach projektu Sampling LNG. Dzięki instalacji możliwa będzie pełna weryfikacja jakości LNG w każdym punkcie w łańcuchu jego dostaw.

Zagadnienia związane ze skroplonym gazem ziemnym, a przede wszystkim pomiar jego jakości, od wielu lat były przedmiotem zainteresowania PGNiG, a w jego ramach Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego. Pracownicy laboratorium prowadzą ocenę metrologiczną urządzeń zainstalowanych między innymi w terminalu LNG w Świnoujściu czy instalacjach LNG w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim. Realizowali też projekty badawcze w zakresie LNG, w tym projekt SMOK, w ramach którego powstały mobilne instalacje do legalizacji przepływomierzy masowych dla cieczy kriogenicznych, montowanych m.in. na autocysternach i dystrybutorach LNG. Z kolei projekt Sampling LNG zawoocował opatentowaniem wynalazku i zbudowaniem instalacji umożliwiającej badanie jakości skroplonego gazu ziemnego oraz innych cieczy kriogenicznych.

LNG jest paliwem bardzo elastycznym, ponieważ może być dowożone transportem kołowym praktycznie do każdego miejsca w kraju. Instalacje regazyfikacji LNG tworzą m.in. wyspowe sieci gazowe i umożliwiają gazyfikację obszarów, dla których nieopłacalna ekonomicznie jest inwestycja w rozbudowę sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Dzięki temu przyczyniają się do likwidacji tzw. białych plam na gazowej mapie Polski. Paliwo dostarczane do instalacji regazyfikacji LNG pochodzi zarówno z krajowej produkcji, jak i z terminalu LNG w Świnoujściu i stacji przeładunkowej przy terminalu w Kłajpedzie.

Normy kwalifikujące skroplony gaz ziemny jako LNG charakteryzują się pewną tolerancją w zakresie składu chemicznego gazu, wobec czego w zależności od źródła surowca parametry produktu końcowego mogą się różnić. Prowadzenie badań jakościowych pozwala na zagwarantowanie stabilnych parametrów gazu dla instalacji danego odbiorcy.

Skroplony gaz ziemny – z uwagi na swoją specyfikę – ma trochę inne właściwości w porównaniu z gazem ziemnym transportowanym gazociągami. Jedną z takich właściwości jest „starzenie się” LNG polegające na sukcesywnej zmianie składu. Wynika to z tego, że

LNG jest mieszaniną składników o różnej temperaturze wrzenia i wraz z wymianą ciepła jako pierwsze odparowują te o najniższej temperaturze wrzenia, a więc azot $t_w = -195,8^\circ\text{C}$ i metan $t_w = -161,6^\circ\text{C}$ (dla ciśnienia atmosferycznego). Konsekwencją zmiany stężeń jest zmiana parametrów fizykochemicznych paliwa służącego do rozliczeń, np. ciepła spalania, górnej liczby Wobbego i gęstości. Znajomość składu LNG w miejscu jego dostarczenia wpływa na zwiększoną dokładność rozliczeń. Obecnie powszechnie przyjętą metodą rozliczeń jest wyznaczenie składu gazu w miejscu załadunku cystern, na dużych, drogich stacjonarnych instalacjach pomiarowych.



Kolejną różnicą w porównaniu z gazem ziemnym dostarczonym gazociągami jest konieczność głębszego oczyszczenia LNG. Składnikami, których stężenie należy znacznie zredukować w LNG są dwutlenek węgla (CO_2), woda oraz węglowodory z grupy C_{6+} (heksan i cięższe węglowodory). Wszystkie te związki mogą powodować niedrożność elementów infrastruktury służącej do transportu i regazyfikacji LNG, a tym samym stwarzać zagrożenie dla eksploatacji tych instalacji.

Przedstawiona powyżej skrócona charakterystyka LNG wskazuje, jak ważna jest możliwość badania jakości skroplonego gazu ziemnego w każdym punkcie łańcucha dostaw. To z kolei oznacza konieczność pobierania repre-

zentywnych próbek w sposób czyniący samo badanie miarodajnym.

W przypadku pobrania w pełni reprezentatywnych próbek LNG wyzwaniem technologicznym jest odpowiednia instalacja do poboru próbek gazu o temperaturze około -160°C , bo pomiar jakościowy wymaga odparowania próbki. Nie można zastosować klasycznych, zamkniętych próbników, ponieważ współczynnik ekspansji LNG powoduje wzrost ciśnienia płynu z 1 bara do około 600 barów, a tego nie jest w stanie wytrzymać żaden próbnik. Dodatkowo, z uwagi na opisane powyżej charakterystyczne odparowywanie (starzenie się) LNG bardzo łatwo w procesie pobierania doprowadzić do zmiany składu próbki, a tym samym uczynić ją niereprezentatywną.

PGNiG planowało najpierw zakup urządzenia umożliwiającego pobieranie próbek do badania jakości LNG, jednak okazało się, że taka instalacja nie jest dostępna



komercyjnie. W związku z tym spółka podjęła decyzję o uruchomieniu projektu, którego finalnym produktem miał być mobilny układ do poboru reprezentatywnej próbki LNG. Projekt uruchomiono we wrześniu 2017 roku, a wszystkie zagadnienia inżynierskie zaprojektowali i zrealizowali w Oddziale CLPB pracownicy Pracowni Pomiarów Fizykochemicznych.

Założenia techniczne projektu:

- zbudowanie mobilnej instalacji, tak aby można było ją przewieźć typowym samochodem dostawczym do 3,5 tony, co umożliwiłoby pobranie próbki LNG w dowolnym punkcie w Polsce, jej zgazyfikowanie i przewiezienie do laboratorium w celu analizy,
- zachowanie reprezentatywności pobranej próbki gazu w stosunku do skroplonego paliwa gazowego,
- możliwość pobierania naraz dwóch próbek (próbka rozjemcza) i zwiększania ich ciśnienia,
- możliwość pobierania próbek zarówno z cysterny, jak i z instalacji tankowania zbiorników LNG,
- możliwość analiz on-line.

Znajomość instalacji LNG i metod pobierania próbek gazowych pozwoliła na wstępne zaplanowanie instalacji. Kolejnym krokiem było zbudowanie użytecznego, funkcjonalnego modelu, który umożliwiłby testy w laboratorium. Tu pojawił się problem z brakiem możliwości badań z zastosowaniem LNG, ponieważ tego medium nie moż-

na przechowywać w zamkniętym laboratorium. Problem ten rozwiązano poprzez zastosowanie ciekłego azotu, który może być przechowywany w bezpieczny sposób w odpowiednim pojemniku zwanym naczyniem Dewara. Ciekły azot gwarantuje odpowiednią temperaturę oraz odpowiednie ciśnienie symulujące warunki instalacji LNG. Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe było przetestowanie procesu chłodzenia instalacji koniecznej do uzyskania reprezentatywnej próbki, wydajności elementów grzejnych oraz pomiarów temperatury, stanowiących monitoring prawidłowości przebiegu procesu. Testy z ciekłym azotem pomogły wypracować odpowiedni sposób postępowania. Po zbudowaniu instalacji wykonano testy na paliwie LNG. Od początku projektowania kładziono znaczny nacisk na bezpieczeństwo. Stąd m.in. wyposażenie instalacji w zawory bezpieczeństwa i zastosowanie odpowiednich zabezpieczeń wszelkich elementów elektrycznych w wykonaniu przeciwybuchowym.

Prototypowa, w pełni funkcjonalna instalacja została zbudowana i przetestowana w 2020 roku. Zastosowane niekonwencjonalne rozwiązania konstrukcyjne dały potencjał do uzyskania ochrony patentowej. W czerwcu 2020 roku zgłoszono wynalazek o numerze P.434494 pod nazwą „Mobilny układ do pobierania próbek skroplonego gazu ziemnego LNG z ciśnieniowych zbiorników oraz sposób pobierania próbek skroplonego gazu ziemnego LNG z ciśnieniowych zbiorników”. Twórcami wynalazku są Grzegorz Maciejewski, Paweł Haudek i Rafał Winkler. Realizację projektu wspierali również inni pracownicy CLPB oraz Centrali PGNiG. W lipcu 2022 roku PGNiG uzyskało patent na wynalazek, udzielony przez Urząd Patentowy RP.

– Ten wynalazek to przede wszystkim owoc wiedzy inżynierskiej, dzięki której zastosowaliśmy unikatowe rozwiązania technologiczne. To efekt wykorzystania kompetencji i kilkuletnich wysiłków badawczych pracowników Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG. Jest bezsprzecznym sukcesem naszych innowatorów i przyczyni się do stałego podnoszenia jakości świadczonych usług w zakresie dostaw LNG, a uzyskana ochrona patentowa otwiera nam drogę do komercjalizacji wynalazku – powiedział **Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu ds. rozwoju PGNiG SA**.

Instalacja może mieć szerokie zastosowanie do badania jakości skroplonego paliwa gazowego LNG z cystern, LNG z układów tankowania na stacjach regazyfikacji, LNG stosowanego do napędu pojazdów (po odpowiednim dostosowaniu dystrybutorów), bioLNG wytwarzanego w miejscu jego powstawania i dostarczania, a także efektu starzenia się LNG w czasie transportu kołowego. Instalacja może służyć również do pobierania próbek innych cieczy kriogenicznych o temperaturze wrzenia do około -196°C .

Grzegorz Maciejewski, kierownik Pracowni Pomiarów Fizykochemicznych, Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie, PGNiG SA
Piotr Wojtasik, główny specjalista ds. public relations, Departament Komunikacji i Marketingu PGNiG SA

Oferta urządzeń techniki grzewczej i fotowoltaiki to odpowiedź na oczekiwania rynku

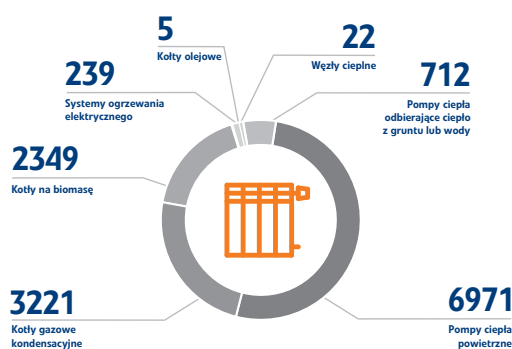
Jacek Brzozowski

PGNiG Obrót Detaliczny, spółka obsługująca ponad 7,1 miliona klientów i lider rynku gazu ziemnego, konsekwentnie rozwija ofertę produktową. Oprócz produktu podstawowego, jakim jest gaz ziemny, oferuje usługi dodatkowe. W ostatnim czasie coraz silniej stawia na sprzedaż rozwiązań i urządzeń zarówno komplementarnych do oferty gazowej, jak i wykorzystujących odnawialne źródła energii. To podejście zgodne z przyjętymi w Grupie Kapitałowej PGNiG zasadami zrównoważonego rozwoju oraz dywersyfikacji źródeł energii, a także odpowiedź na wyzwania wynikające ze zmian klimatycznych i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego.

Dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Rozwój oferty w PGNiG Obrót Detaliczny w kierunku multienergetycznym to naturalna ścieżka ewolucji dla lidera rynku gazu. Ma na celu przede wszystkim dywersyfikację biznesu i generowanie dodatkowych źródeł przychodów. Coraz bardziej zyskuje jednak na znaczeniu uzupełnienie portfolio produktowego o rozwiązania alternatywne, w tym wykorzystujące odnawialne źródła energii. To sprawia, że z dostawcy oferującego wyłącznie paliwo gazowe spółka przekształca się w dostawcę, który chce kompleksowo zaspokajać potrzeby energetyczne odbiorców. Działalność w tym zakresie wpisuje się w przyjętą przez GK PGNiG koncepcję rozwoju obszaru odnawialnych

Wykres 1. Wnioski o dotację w programie „Czyste powietrze” według źródeł ciepła¹ – maj 2022 rok



źródeł energii. Oznacza to m.in. obecność w nowych segmentach rynku, w tym zielonej energii, poprzez usługi sprzedaży i montażu instalacji fotowoltaicznych oraz powiązanych z nimi produktów – przede wszystkim pomp ciepła, a docelowo również magazynów energii.

Gaz ziemny to specyficzny rodzaj produktu, zaspokajający podstawowe potrzeby społeczeństwa i gospodarki. Jeszcze przez wiele lat pozostanie głównym produktem spółki, ale dynamika zmian w otoczeniu zewnętrznym, mających wpływ na krajowy *energy mix*, narasta. Należy spodziewać się zmian

w modelach konsumpcji gazu przez odbiorców. To wszystko oznacza konieczność jak najlepszego dostosowania oferty do potrzeb wynikających z popytu. Tym samym rośnie rola produktów energetycznych uzupełniających bądź nawet alternatywnych dla gazu. Jednym z mierników powyższej ewolucji rynku mogą być statystyki programu „Czyste powietrze” za maj 2022 roku. Liczba wniosków o dofinansowanie instalacji pompy ciepła wyniosła 7683, ta sama wartość dla kotłów gazowych wyniosła 3221 sztuk. Analogiczne wartości dla grudnia 2020 roku wyniosły 1723 sztuk dla pomp ciepła i 4535 dla kotłów gazowych.

Powyższe zmiany zyskują na znaczeniu wraz z postępującym przyspieszeniem transformacji energetycznej. To powoduje konieczność posiadania w ofercie spółki alternatywnych dla technologii gazowych źródeł ciepła i energii. Liczą się tu zarówno determinanty regulacyjne, jak i czysto komercyjne, tj. rosnące zapotrzebowanie rynku na rozwiązania OZE, pompy ciepła itd. Powyższe zjawiska stwarzają wiele nowych szans, które spółka aktywnie wykorzystuje. Istotnym czynnikiem pozwalającym na budowanie przewag rynkowych w tym obszarze jest podmiot wnoszący nowe kompetencje do GK PGNiG – Solgen sp. z o.o. z Krakowa.

Oferta rozwiązań fotowoltaicznych

Wraz z postępem technologicznym, znacząco obniżającym koszty produkcji, rozwiązania fotowoltaiczne zyskały w ostatnich latach popularność także w Polsce. W odpowiedzi na oczekiwania klientów PGNiG OD, we współpracy z wybranymi partnerami handlowymi, uruchomił ofertę instalacji PV. Obejmuje ona kompleksową realizację inwestycji, w tym doradztwo w zakresie doboru technologii, zaprojektowanie i montaż rozwiązania oraz przyłączenie instalacji do sieci. PGNiG OD jest odpowiedzialny za promocję oferty wśród klientów indywidualnych i biznesowych, natomiast partnerzy sprzedaży za realizację całości procesu sprzedaży i instalacji modułów fotowoltaicznych. Do dziś klienci podpisali umowy na budowę ponad 160 elektrowni słonecznych. Łączna moc zakontraktowanych instalacji przekroczyła 6,7 MW. Odpowiada to w przybliżeniu

mocy fotowoltaicznej posadowionej na 1340² budynkach jednorodzinnych. Jednym z partnerów, z którymi spółka rozwijała ofertę i od której pozyskiwała doświadczenia, była ww. firma Solgen. W wyniku procesu akwizycyjnego w kwietniu br. dołączyła ona do GK PGNiG.

Oferta pomp ciepła

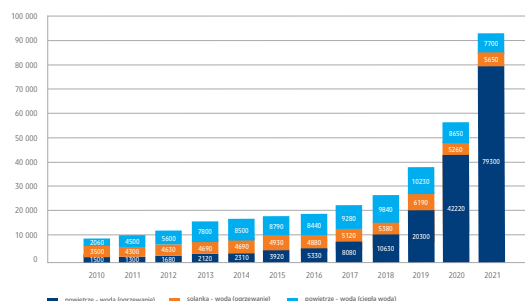
Wspomniane powyżej zjawiska transformacyjne na rynku energii sprawiają, że pompy ciepła cieszą się coraz większym zainteresowaniem klientów poszukujących źródeł ciepła, zwłaszcza dla domów jednorodzinnych. Według danych³ Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła, rynek ten wzrósł w Polsce aż o 66%. W ubiegłym roku sprzedano aż 93 tysiące pomp ciepła. Według szacunków liczba ta w 2022 roku może wzrosnąć nawet do 150 tysięcy. Pompy ciepła zostały uznane przez Komisję Europejską za jedną z technologii zmniejszających ryzyko związane z potencjalnym kryzysem energetycznym. W wielu krajach unijnych uruchomiono programy wsparcia dla odbiorców instalujących tego typu urządzenia. W 2021 roku sprzedaż pomp ciepła w UE przekroczyła 2 miliony, osiągając udział 25% w unijnym rynku urządzeń grzewczych⁴. W kolejnych latach oczekiwany jest dalszy spektakularny wzrost. Na krajowym rynku istnieje kilka programów/instrumentów wsparcia dla inwestorów nabywających pompy ciepła. Złuszczą uruchomiony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej może odegrać rolę podobną do tej, jaką program „Mój prąd” odegrał na rynku fotowoltaiki prosumenckiej. W ramach programu „Moje ciepło” oferowane jest współfinansowanie inwestycji zakupu i montażu nowych pomp ciepła wykorzystywanych do celów ogrzewania lub ogrzewania i ciepłej wody użytkowej w nowych budynkach mieszkalnych jednorodzinnych.

W związku z tym PGNiG OD intensywnie stawia na rozwój oferty w tym zakresie, przede wszystkim w ramach współpracy z firmą Solgen. Zgodnie z przyjętymi założeniami, główną grupą docelową na tego typu rozwiązania będą osoby, które znajdują się poza zasięgiem sieci gazowej lub które znajdują się na terenie zgazyfikowanym, ale uzyskały odmowną decyzję dotyczącą warunków przyłączeniowych. Powyższe podejście sprawi, że spółka w znaczący sposób rozszerzy swoją ofertę źródeł ciepła, obejmując także obszary niezgazyfikowane.

Oferta kondensacyjnych kotłów gazowych

Mimo negatywnych czynników wpływających na rynek gazu ziemnego nie jest możliwe natychmiastowe odejście od tego paliwa w gospodarce. Gaz jeszcze przez wiele lat będzie jednym z podstawowych paliw wykorzystywanych w indywidualnych źródłach ciepła. W tym kontekście PGNiG OD zamierza także rozwijać ofertę urządzeń gazowych dla obecnych i przyszłych odbiorców. Do głównych zalet paliwa gazowego, z punktu widzenia oferty dla klienta, należą stabilność i ekonomika. Gaz ziemny dla odbiorców indywidualnych ma zagwarantowaną ochronę taryfową do końca 2027 roku. To sprawia, że koszt eksploatacji źródła ciepła opartego na kotle gazowym jest wciąż bardzo konkurencyjny. Równocześnie, zrealizowane przez Polskę przedsięwzięcia w obszarze dywersyfikacji kie-

Wykres 2. Sprzedaż pomp ciepła w Polsce⁵



runków dostaw znacząco poprawiły możliwości pozyskiwania błękitnego paliwa.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom odbiorców, spółka realizuje sprzedaż własną kotłów gazowych kondensacyjnych. Oferta obejmuje dostawę urządzenia do wskazanej przez klienta lokalizacji. Obsługa procesów magazynowych i logistyki realizowana jest przez partnera handlowego – firmę Viessman. Uruchomienie oferty poprzedzone było opracowaniem modelu biznesowego dla sprzedaży własnej towarów fizycznych, co stanowi istotną nowość w GK PGNiG. Wybór urządzenia do sprzedaży dostosowano do uniwersalnych potrzeb grzewczych właścicieli nieruchomości. Oferowane urządzenie firmy Viessmann to nowoczesny kocioł gazowy, charakteryzujący się wysoką trwałością i efektywnością, niską emisją substancji szkodliwych, prostą i intuicyjną obsługą oraz cichą pracą.

Program bezzwrotnych dofinansowań do wymiany źródeł ciepła

Klienci, którzy likwidują palenisko na paliwo stałe i są zainteresowani zakupem i instalacją kotła gazowego lub pompy ciepła, mogą skorzystać z dodatkowego wsparcia świadczonego przez PGNiG OD. Wykorzystując stworzone, dzięki nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej, możliwości w kwietniu 2022 roku uruchomiono program dofinansowań do wymiany źródeł ciepła wykorzystujących paliwa stałe na ekologiczne urządzenia zasilane gazem ziemnym lub energią elektryczną. Program umożliwia otrzymanie bezzwrotnego wsparcia finansowego – w wysokości nawet do czterech tysięcy złotych przez osoby wymieniające stare urządzenia grzewcze na nowy kocioł gazowy lub pompę ciepła. Wysokość dofinansowania zależy od rodzaju montowanego urządzenia i wieku budynku.

Program dofinansowań PGNiG Obrót Detaliczny skierowany jest do klientów indywidualnych mieszkających w budynkach jednorodzinnych, którzy dokonują zakupu paliw lub energii na własny użytek.

Jacek Brzozowski, dyrektor Biura Rozwoju Biznesu, PGNiG OD

¹ <https://czystepowietrze.gov.pl/wymiana-kopciuchow-w-programie-czyste-powietrze-statystyki/>

² Przyjęto instalację o mocy 5 kW dla budynku jednorodzinnego.

³ <https://portpc.pl/port-pc-wzrost-o-80-sprzedazy-pomp-ciepła-dogrzewania-budynkow-w-2021-r/>

⁴ https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03_Media/Publications/The_European_Heat_Pump_Outlook2021_2M_heat_pumps_within_reach_01.pdf

⁵ jw.

Miejsca krytyczne ochrony katodowej gazociągów wysokiego ciśnienia

Tomasz Brodnicki

Ochrona katodowa, stanowiąca element ochrony przeciwkorozyjnej, jest jednym z głównych czynników bezpośrednio odpowiedzialnym za stan techniczny stalowej podziemnej infrastruktury gazowej. Jest nieodłącznym elementem użytkowanych, projektowanych i budowanych stalowych sieci gazowych, wydłużając znacząco czas jej bezpiecznej eksploatacji. Ochrona katodowa, oddziałując bezpośrednio na kinetykę i mechanizm procesów korozyjnych, hamuje lub zatrzymuje jej destrukcyjne skutki. W praktyce inżynierskiej realizacja ochrony katodowej polega na dostarczeniu do chronionej konstrukcji prądu stałego o parametrach powodujących redukcję szybkości korozji do wartości równej lub niższej niż 0,01 mm/rok¹. Krytycznymi miejscami dla systemów ochrony katodowej – nie tylko dla gazociągów wysokiego ciśnienia – są liczne, zabudowane w przeszłości stalowe rury otaczające² (ochronne, osłonowe). Nadinterpretacja ówczesnych przepisów technicznych oraz brak systemów zarządzania jakością podczas procesów projektowych i budowlanych związanych z siecią gazową przyczyniły się do tego, że elementy te stanowią dzisiaj poważny problem eksploatacyjny dla służb ochrony przeciwkorozyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa.

Rury ochronne, realizowane na skrzyżowaniach z obcą infrastrukturą techniczną, spełniają funkcję elementu osłony mechanicznej odcinka gazociągu wysokiego ciśnienia, umożliwiając demontaż układu rurorowego w przypadku wystąpienia zdarzeń awaryjnych. Zabudowana kolumna wydmuchowa umożliwia kontrolowanie szczelności przestrzeni międzyrurowej oraz odprowadzenie paliwa gazowego do atmosfery. Sposób realizacji zabezpieczeń odcinków gazociągów z wykorzystaniem rur ochronnych określany był w ówczesnych przepisach normatywnych, w tym przede wszystkim w normach branżowych dotyczących podziemnych przekroczeń przeszkód terenowych gazociągami wysokiego ciśnienia³. Odseparowanie elektryczne oraz uzyskanie współosiowości układu rurociągów miały zapewniać dielektryczne płazy dystansowe według normy branżowej BN-72 8975-06⁴. Zakres stosowania rur ochronnych zgodnie z PN-91 M-34501⁵, ograniczony do skrzyżowań gazociągów wysokiego ciśnienia z autostradami, drogami krajowymi i kolejowymi, był rozszerzany do miejsc, w których ich zastosowanie nie spełniało kryterium uzasadnienia technicznego. W konsekwencji na sieciach gazowych eksploatujemy licznie zabudowane rury ochronne w terenach mało zurbanizowanych, wiejskich, które stanowią istotne koszty utrzy-

mania majątku sieciowego. Zabudowa rur ochronnych realizowana w okresie braku systemów zarządzania jakością spowodowała liczne błędy projektowe i montażowe, w konsekwencji skutkujące powstaniem miejsc krytycznych, zagrożonych procesami korozyjnymi, w których ochrona katodowa jest niemożliwa do realizacji lub w których określanie skuteczności jej działania jest bardzo utrudnione. W aktualnych przepisach prawnych istnieje termin rura osłonowa⁶, którą definiuje się jako rurę zamontowaną w celu umieszczonego w niej gazociągu przed uszkodzeniem mechanicznym. Biorąc pod uwagę cel i funkcję, można stwierdzić, że każda rura ochronna pełni podobną funkcję ochrony mechanicznej jak rura osłonowa. Dlatego w terminologii dotyczącej ochrony katodowej istnieje termin rury otaczającej. Definicja ta obejmuje zarówno rury ochronne, osłonowe, jak i stosowane w technologiach bezwykopowych rury przejściowe. Bez względu na termin i pełnione funkcje w procesie użytkowania gazociągów, wymagania techniczne, w tym konieczność zachowania autonomiczności (odseparowania) elektrycznej układów rurowych, są podobne. W przypadku, gdy taka autonomiczność jest zachowana, rurociąg produktowy nie jest narażony na rozwój procesów korozyjnych, mimo braku możliwości zabezpieczenia go systemem ochrony katodowej.



Zwarcie elektrolityczne rury ochronnej z gazociągiem spowodowane rozszczelnieniem układu rurowego.



Zwarcie galwaniczne, metaliczne rury ochronnej z gazociągiem spowodowane brakiem zachowania współosiowości układu rurowego.

W przypadku, gdy diagnozowany w procesie eksploatacyjnym stan odseparowania rury przewodowej od ochronnej wykazuje na zwarcie, wówczas należy podjąć działania modernizacyjne, poprzedzone analizą uwzględniającą poziom zagrożenia korozyjnego, wynikający z czynników zewnętrznych i wewnętrznych (szczelność powłoki izolacyjnej, możliwość oddziaływania prądów przemiennych, błędzących, obecność elektrolitu glebowego). Wśród powszechnie występujących zwarć wyróżniamy zwarcia galwaniczne i elektrolityczne. Jeżeli diagnozowany stan odseparowania wskazuje na zwarcie elektrolityczne, oznaczające obecność elektrolitu glebowego (wody) w przestrzeni międzyrurowej, spowodowane rozszczelnieniem układu rurowego, sposób eliminacji zagrożenia w większości przypadków nie powoduje ingerencji w konstrukcję układu rurowego, ograniczając się do eliminacji elektrolitu glebowego lub – w zależności od stanu powłoki izolacyjnej rury ochronnej – do dodatkowego wyposażenia punktów pomiarów elektrycznych w elementy konstrukcji uziemienia. Bardzo często występującym stanem układów rurowych są połączenia metaliczne, galwaniczne stalowej rury ochronnej z gazociągiem, wymagające większych nakładów modernizacyjnych eliminujących stan zagrożenia korozyjnego rury przewodowej. Kierunki działań modernizacyjnych związanych z zabezpieczeniem układów rurowych, z uwzględnieniem czynników zewnętrznych oraz stanu technicznego rury ochronnej i przewodowej, są zawarte w zapisach standardu ST-IGG 0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia*.

Zachowanie autonomiczności elektrycznej układów rurowych zabudowanych na gazociągach wysokiego ciśnienia jest podstawowym warunkiem dla prawidłowego działania systemu ochrony katodowej. Konieczność zdiagnozowania występujących rur otaczających, poprzedzona ich identyfikacją (inventaryzacją), pozwoli określić miejsca krytyczne stalowych sieci gazowych wysokiego ciśnienia. Objęcie ich procesami eksploatacyjnymi z zakresu ochrony katodowej (konieczność wyposażenia układów rurowych w punkty pomiarów elektrycznych)

pozwole na zdiagnozowanie ich stanu technicznego, a poprzez działania modernizacyjne ograniczy do minimum zagrożenia korozyjne miejsc krytycznych.

Biorąc pod uwagę niedoskonałości systemów powłokowych, w tym systemów doszczelniających, dostępnych na rynku, z problemem zagrożeń korozyjnych w układach rurowych mierzyć się będziemy stale. Dlatego na etapie realizacji projektów nowych i modernizowanych gazociągów stalowych należy ograniczyć stosowanie rur otaczających do miejsc, w których ich budowa jest niezbędna dla zachowania bezpieczeństwa eksploatacyjnego lub w których ich stosowanie jest wymogiem technologicznym. Uwzględniając wymagania gestorów infrastruktury technicznej w zakresie zabezpieczeń skrzyżowań z sieciami gazowymi, konieczna wydaje się ściślejsza współpraca na etapie wydawanych warunków i uzgodnień z podmiotami zewnętrznymi realizującymi zakres prac projektowych liniowej infrastruktury gazowej. Działania takie mogą skutkować ograniczeniem stosowania rur osłonowych, co w konsekwencji przełoży się na optymalizację zarówno kosztów utrzymania majątku sieciowego wysokiego ciśnienia, jak i nakładów modernizacyjnych z obszaru ochrony przeciwkorozyjnej, niezbędnych dla prawidłowego funkcjonowania systemów ochrony katodowej.

Tomasz Brodnicki, ekspert ds. gazociągów wysokiego ciśnienia i ochrony przeciwkorozyjnej

¹ PN-EN 12954:2019-12 *Ogólne zasady ochrony katodowej zakopanych lub zanurzonych lądowych konstrukcji metalowych*.

² Standard techniczny ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia*.

³ Norma branżowa BN-72 8975-05 *Podziemne przekroczenia przeszkód terenowych gazociągami wysokiego ciśnienia*. Norma branżowa BN-80 8976-30 *Skrzyżowania gazociągów wysokiego ciśnienia z przeszkodami terenowymi*.

⁴ Norma branżowa BN-72 8975-06 *Podziemne przekroczenia przeszkód terenowych gazociągami wysokiego ciśnienia. Płoty gazociągu*.

⁵ PN-91 M-34501 *Gazociągi i instalacje gazownicze. Skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowymi. Wymagania*.

⁶ *Rozporządzenie ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie*.

PSG wśród **najbardziej atrakcyjnych pracodawców w Polsce**

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa zajęła 7. miejsce w badaniu marki pracodawcy *Randstad Employer Brand Research 2022*, które zostało zrealizowane w Polsce na próbie prawie pięciu tysięcy respondentów aktywnych na rynku pracy. Ankietowani docenili m.in. stabilność zatrudnienia w spółce.

– W ostatnich latach obserwujemy dynamiczne przemiany na rynku pracy. Są one efektem zarówno długofalowych trendów, jak i bezprecedensowych i trudnych do przewidzenia zjawisk, jak np. pandemia COVID-19 czy wybuch wojny w Ukrainie. To wszystko ma ogromny wpływ na priorytety pracowników i ich wybory na rynku pracy. Polska Spółka Gazownictwa jest nie tylko nowoczesnym przedsiębiorstwem energetycznym, ale również nowoczesnym pracodawcą. Cieszę się, że zauważają to osoby aktywne zawodowo – powiedział Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

Uczestniczący w badaniu respondenci, których głosy zdecydowały o zajęciu przez Polską Spółkę Gazownictwa tak wysokiej pozycji wśród najatrakcyjniejszych pracodawców w Polsce, wskazali m.in. na stabilność zatrudnienia, przyjazną atmosferę w pracy i benefity oferowane pracownikom.

– Wprowadzamy do naszej pracy najnowsze rozwiązania, jak np. możliwość pracy hybrydowej, gwarantujemy też naszym pracownikom wiele dodatkowych świadczeń. Wspieramy rodziny posiadające dzieci, dbamy także o przyszłość naszych pracowników, przekazu-

jąc na ich pracownicze konta emerytalne 7% podstawy wynagrodzenia. Ponadto, w spółce prężnie działa szkoleniowy program trenerów wewnętrznych, zapewniający pracownikom możliwość stałego poszerzania wiedzy i kompetencji. Osoby chcące do nas dołączyć zapraszam do aplikowania na stronie Polska Spółka Gazownictwa – oferty pracy (psgaz.pl) – dodała **Agnieszka Wieliczko**, dyrektor Departamentu Zarządzania Zasobami Ludzkimi.

Randstad Employer Brand Research to projekt badawczy dotyczący wizerunku i czynników atrakcyjności pracodawców. Pierwsze badanie przeprowadzono w 2000 roku w Belgii. Obecnie badania realizowane są w 31 krajach. W Polsce w tym roku odbyła się jego 12. edycja. W badaniu *Randstad Employer Brand Research* ankietowani określają, czy – według nich – dana firma jest atrakcyjnym miejscem pracy. Na ich ocenę wpływ mają poszczególne czynniki analizowane w badaniu, a wśród nich między innymi stabilność zatrudnienia, satysfakcjonujące wynagrodzenie, perspektywy rozwoju zawodowego, równowaga między życiem zawodowym a prywatnym czy przyjazna atmosfera w miejscu pracy.



Program mentoringu w PSG. Jest to metoda wsparcia rozwoju zawodowego i nabywania kompetencji przez pracownika PSG (mentorowanego). Polega na indywidualnej, partnerskiej współpracy mentora z mentorowanym, w której mentor dzieli się posiadaną wiedzą i doświadczeniem z mentorowanym.

PSG na VIII Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Marta Płońska

„Rynek gazu w nowych realiach” – pod takim hasłem 27–29 czerwca odbył się VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Wśród głównych partnerów wydarzenia była Polska Spółka Gazownictwa. Pierwszego dnia kongresu przeprowadzono dwie sesje tematyczne: „Nowy model europejskich dostaw gazu” oraz „Stabilność i bezpieczeństwo systemu gazowego”.

Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, uczestniczył w dyskusji w ramach panelu „Stabilność i bezpieczeństwo systemu gazowego”. W sesji udział wzięli również Paweł Pikus, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych, oraz Andrzej Ziółkowski, prezes Urzędu Dozoru Technicznego.

W czasie dyskusji poruszono między innymi temat programu rozbudowy systemu sieci gazowej w obliczu polityki UE. Robert Więckowski podkreślił, że Polska Spółka Gazownictwa koncentruje się na zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dostarczanie paliwa w sposób sprawny i bezpieczny zarówno odbiorcom zawodowym, jak i indywidualnym. Obecna sytuacja sprawiła, że stoimy przed nowymi wyzwaniami. Obserwujemy duże zainteresowanie przyłączami, na przykład sami deweloperzy deklarują pokrycie kosztów przyłącza.

Dyskusja w ramach panelu dotyczyła również rosnącej popularności odnawialnych źródeł energii. – *Sporo mówi się teraz o energii słonecznej. Pytanie: jakie ona ma zastosowanie zimą? Prawie żadne. Rozwiązaniem jest, oczywiście, magazyn prądu, jednak gaz uzupełniony o gaz ekologiczny (biogaz, biometan) jest rozwiązaniem przyszłościowym. Nas, jako społeczeństwo, obecnie nie stać na to, aby z dnia na dzień przejść z gazu na inne źródła energii odnawialnej* – podkreślił prezes PSG.

Robert Więckowski powiedział również o wyzwaniach, jakie czekają branżę. – *Naszą ambicją jest budowa gazociągów przystosowanych do przesyłu wszystkich gazów domieszkowych. Największym problemem jest jednak koszt przyłączenia biogazowni do naszej sieci, a w istocie: kto ma ten koszt ponieść?*

Uczestnicy panelu podjęli też kwestie rosnących kosztów emisji CO₂, cyberbezpieczeństwa systemu gazowego oraz polityki regulacyjnej na rynku gazu.

Drugiego dnia Kongresu Polska Spółka Gazownictwa miała swój udział w panelu IV, w którym poruszono kwestie rozwiązań systemowych dla dostaw gazu. Tematyka sesji dotyczyła głównie nowych modeli biznesowych,

kierunków zmian w systemie dystrybucyjnym w Polsce, finansowania projektów gazowych, rozwoju rynku oraz modernizacji systemu ciepłowniczego.

Z ramienia PSG w dyskusji uczestniczyli: Jakub Kowalski, członek zarządu ds. operacyjnych, Artur Cieślak, wiceprezes zarządu PGNiG, Adam Wawrzynowicz, Wawrzynowicz i Wspólnicy, prof. Jerzy Stopa, AGH, prof. Władysław Mielczarski, Politechnika Łódzka, Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny, Bogusław Regulski, wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie oraz Andrzej Rubczyński, dyrektor ds. strategii ciepłownictwa, Forum Energii. Panel moderował prof. Andrzej Osiadacz z Politechniki Warszawskiej.

W dyskusji dotyczącej finansowania projektów gazowych Jakub Kowalski zwrócił uwagę na wyzwania stojące przed spółką, dotyczące już istniejących sieci. – *Liczymy, że fundusz modernizacji i fundusz transformacji energetyki zauważą potrzebę rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Mamy takie sieci, w których pogotowia gazowe w zasadzie przejęły rolę serwisu i w trybie ciągłym usuwają awarie, a jeśli będziemy jeszcze musieli zmierzyć się z kwestią emisji metanu i spróbować okiełznać tę sytuację, a takie obowiązki na nas zostaną nałożone, to modernizacja już istniejących sieci jest kolejnym dużym i kosztownym wyzwaniem przed Polską Spółką Gazownictwa.*

Poruszone zostały również kwestie potencjału przyłączeń klientów indywidualnych. – *W ostatnim kwartale ubiegłego roku dostrzegamy spadek zainteresowania po stronie klientów indywidualnych. Zdecydowana większość klientów indywidualnych szuka innych rozwiązań niż przyłączenie do sieci gazowej. Wyzwaniem dla nas i podstawowym zadaniem na najbliższe lata jest ciepłownictwo i podmioty zawodowe.*

Na koniec dyskusji poruszona została tematyka wodorowa. – *Mamy uruchomiony pierwszy projekt badawczy, z jednym z liderów branży energetycznej w Polsce, w ramach którego niebawem będziemy przygotowywać się do budowy pierwszego wodorociągu* – powiedział Jakub Kowalski.

Gazociąg podmorski *Baltic Pipe* połączony z systemami przesyłowymi Polski i Danii

Tomasz Pietrasieński

GAZ–SYSTEM i Energinet, partnerzy projektu *Baltic Pipe*, zrealizowali kluczowy etap prac montażowych na gazociągu podmorskim. W lipcu br. wykonane zostały ostatnie spoiny łączące ten gazociąg z duńską siecią przesyłową w Faxe w Danii oraz z polskim systemem przesyłowym w miejscowości Pogorzelica.

– Dziś możemy powiedzieć, że gazociąg podmorski *Baltic Pipe* jest pod względem technicznym elementem krajowego systemu przesyłowego. Dzięki tej inwestycji zintegrowaliśmy sieci gazowe Polski i Danii, tworząc nowy korytarz dostaw gazu ziemnego do regionu środkowo-wschodniej Europy. Przed nami jeszcze prace rozruchowe i nagażowanie, a następnie uruchomienie przesyłu w zakładanym terminie, tj. 1 października br. – powiedział Tomasz Sępień, prezes GAZ–SYSTEM.

Operacje połączenia gazociągu podmorskiego z gazociągami lądowymi w obu krajach, tzw. *tie-in*, zostały poprzedzone działaniami przygotowawczymi, do których należały m.in.: czyszczenie gazociągu podmorskiego tłokami czyszczącymi, wykonanie wodnej próby ciśnieniowej, odwadnianie gazociągu za pomocą specjalistycznych tłoków oraz osuszanie do osiągnięcia oczekiwanego stopnia osuszenia gazociągu. Po stronie duńskiej operacja *tie-in*, którą realizowała spółka Energinet, obejmowała





wspawanie około 120-metrowego odcinka łączącego gazociąg lądowy z gazociągiem podmorskim we wcześniej przygotowanym wykopie otwartym. Po stronie polskiej operację realizował GAZ-SYSTEM, prowadząc analogiczne działania polegające na wstawianiu nieco krótszego, tj. 90-metrowego łącznika.

Spoiny gwarantowane, tzw. złote spawy, wykonane na obu końcach gazociągu podmorskiego na przeciwnych stronach Morza Bałtyckiego, spowodowały fizyczne połączenie tego gazociągu z krajową siecią przesyłową Polski, a także infrastrukturą przesyłową Królestwa Danii, zapewniając możliwość przesyłania gazu między tymi krajami.

Po zakończeniu tych prac rozpoczną się działania związane z przywróceniem do stanu pierwotnego obu terenów budowy oraz z pracami rozruchowymi całego systemu gazociągu podmorskiego *Baltic Pipe*. Wszystkie działania realizowane są zgodnie z harmonogramem.

Projekt *Baltic Pipe* to jedna z największych inwestycji infrastrukturalnych w kraju. Komisja Europejska przyznała inwestycji status „Projektu wspólnego zainteresowania” (*Project of Common Interest*). Projekt otrzymał wsparcie finansowe Unii Europejskiej w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (CEF).



Tomasz Pietrasieński, ekspert GAZ-SYSTEM

Pruszków na zielonej ścieżce

Wojciech Dorobiński

Trwają prace związane z dostosowaniem zakładu EC Pruszków do wymogów MCP. Po ich zakończeniu znacznie zredukowana zostanie emisja produktów spalania do atmosfery.

Dyrektywa MCP (ang. *Medium Combustion Plants*) z 25 listopada 2015 roku dotyczy ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania. Dotyczy ona podmiotów, które użytkują tzw. średnie obiekty spalania paliw, czyli kotły o mocy cieplnej od 1 do 50 MW. Mogą to być również nowe, tzw. łączone średnie obiekty, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW.

Po otrzymaniu pozwolenia na budowę w maju bieżącego roku rozpoczęły się prace związane z budową kotłowni gazowo-olejowej o mocy 45 MWt. Obecnie prowadzone są roboty ziemne i prace związane z dostosowaniem i adaptacją istniejącej infra-

Dyrektywa różnicuje obiekty nowe i już istniejące. Jako nowe średnie obiekty spalania paliw określono instalacje powstałe po 19 grudnia 2018 roku. W tym przypadku wytyczne dyrektywy mają zastosowanie od pierwszego dnia działania instalacji.

Wszystkie obiekty, które powstały przed tą datą, a zatem i Ec Pruszków, muszą dostosować się do wymogów dyrektywy przed upływem jasno zdefiniowanych terminów. Termin zależy od nominalnej mocy cieplnej danego obiektu. Jako daty graniczne wyznaczono:

- 1 stycznia 2025 roku – dla instalacji o mocy większej niż 5 MW.
- 1 stycznia 2030 roku – dla instalacji o mocy nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW.

Nowa kotłownia olejowo-gazowa oraz montaż silników gazowych nie zamykają etapu modernizacji pruszkowskiego zakładu. Trwa też przygotowanie dokumentacji przetargowej na budowę kotłowni biomasowej o mocy 35 MWt oraz dodatkowego silnika gazowego o mocy 4 MWe/4 MWt. Realizacja prac związanych z ich budową jest zaplanowana na lata 2025–2027.

W trakcie poszczególnych etapów inwestycji nowe źródła będą zastępować stare kotły węglowe. Po zastąpieniu wyeksploatowanych jednostek produkcja ciepła w najstarszej elektrociepłowni należącej do PGNiG TERMIKA SA odbywać się będzie w sposób efektywny i nowoczesny, z wykorzystaniem szerszej gamy paliw. Wtedy też Ec Pruszków będzie spełniać wszystkie wymagania konkluzji BAT (dyrektywy MCP) dla tego typu obiektów.



Budowa hali kotłów, widok na fundamenty, gdzie zostaną zamontowane jednostki grzewcze.

struktury zakładu. Kotłownia będzie zasilana trzema jednostkami. Znajdą się tu dwa kotły olejowe o mocy 20 MWt i kocioł gazowo-olejowy o mocy 5 MWt. Przewidywane zakończenie i pierwsze rozruchy kotłowni zaplanowano na styczeń/luty 2023 roku. Przekazanie do eksploatacji nastąpi wiosną 2023 roku.

Równoległe trwają prace projektowe w zakresie maszynowni silników gazowych. Zaplanowano tam instalację trzech urządzeń firmy Jenbacher o łącznej mocy 12 MWe/12 MWt. Obecnie trwa procedura uzyskiwania pozwolenia na budowę, którą zaplanowano na 2023 rok.



KG-2 na finiszu

Ostatnim etapem modernizacji mocy wytwórczych Elektrociepłowni Żerań jest trwająca budowa kotłowni gazowej o mocy 260 MWt. To drugi tego typu obiekt wspierający moce wytwórcze zakładu. KG-2 zastępuje wyłączone z eksploatacji kotły węglowe K-9 i K-10.

Zamiast koltów K-11 i K-12 pracuje już jej poprzedniczka – kotłownia gazowa nr 1.

Obie są efektem dekarbonizacji w polityce paliwowej PGNiG TERMIKA SA.

Prace budowlano-montażowe przebiegają zgodnie z harmonogramem. W ostatnim czasie został zabudowany komin dwuprzewodowy. Zakończono montaż płyt elewacyjnych. Do istniejących kolektorów zakładowych podłączone zostały rurociągi wody sieciowej.

Projekt kotłowni gazowej obejmuje trzy poddziałania. Głównym zadaniem jest budowa kotłowni gazowej przez firmę Budimex. Praktycznie dobiegają końca prace budowlano-montażowe związane z konstrukcją kotłowni. Wykonawca przerzucił ciężar robót na zadania w branży elektrycznej.

W przypadku KG-2 PGNiG TERMIKA SA podjęła decyzję o dwutorowym zasilaniu paliwem gazowym. Pierwszym kierunkiem jest gaz z sieci GAZ-SYSTEM dostarczany poprzez stację redukcyjno-pomiarową, wybudowaną w ramach pierwszej ko-



Widok instalacji KG-2.

tni, która jest przez nią zasilana. Drugim źródłem dopływu paliwa będzie sieć PSG, skąd nowym gazociągiem zabudowanym na nowej estakadzie, przebiegającej przez zakład, zostanie doprowadzone paliwo. Wykonawcą obu połączeń jest firma PGNiG Technologie.

Planowane zakończenie prac przewidziano na pierwszą dekadę września, która jest umownym terminem zgłoszenia kotłowni do rozruchu. Przypomnijmy, że kotłownia składa się z dwóch kotłów po 130 megawatów termicznych każdy. Wyposażona będzie w instalację SNCR, czyli selektywnego, niekatalitycznego odazotowania spalin oraz wszelkie układy do pomiarów emisji. Podobnie jak działająca już od zimy br. kotłownia gazowa nr 1.

Zasadniczą różnicę wyposażenia stanowią kotły, które w KG-2 mają trochę inną konstrukcję od pracujących w KG-1. Tam działają trzy polskie kotły, tu będą wykorzystane dwa czeskie, o nieco innym układzie. Jedną z ważniejszych różnic jest to, że palniki gazowe montowane są od góry kotła – w KG-1 z kolei z boku kotłów. Obydwie kotłownie będą służyły jedynie do wytwarzania ciepła. Zwłaszcza KG-2 jest przewidziana jako źródło szczytowe, rezerwowe.

Stopień zaawansowania prac wskazuje na to, że kotłownia zostanie uruchomiona w przewidywanym terminie. W pierwszej dekadzie września byłyby to próby funkcjonalne i rozruch na zimno. Przewiduje się, że rozruch na gorąco, czyli z podaniem paliwa gazowego, mógłby rozpocząć się do połowy października.

Przekazanie kotłowni do eksploatacji zaplanowano na styczeń 2023 roku.

Wojciech Dorobiński



Kominy KG-2 są znacznie niższe od górującego nad Żeraniem białoczerwonego kolosa.

Obowiązki nadawcy przewozu towarów niebezpiecznych według ADR

Sebastian Chwalibogowski

Transport drogowy towarów niebezpiecznych regulowany jest przepisami zarówno międzynarodowymi, jak i krajowymi. Na poziomie międzynarodowym unormowany jest umową europejską dotyczącą międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych ADR (fr. *L' Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route*). Wspomniana umowa została sporządzona 30 września 1957 roku w Genewie i reguluje transport towarów niebezpiecznych pojazdami samochodowymi. Polska tę umowę ratyfikowała w 1975 roku.

Reguluje ona m.in. odpowiedzialność poszczególnych uczestników transportu za to, jakie towary należy uznać za niebezpieczne oraz jakie środki bezpieczeństwa należy podjąć w stosunku do poszczególnych towarów, tak aby można było je przewozić bezpiecznie lub które towary są wykluczone z przewozów. Na gruncie polskiego prawa przewóz drogowy towarów niebezpiecznych reguluje m.in. ustawa o przewozie towarów niebezpiecznych z 19 sierpnia 2011 roku.

Według ustawy towarem niebezpiecznym jest „materiał lub przedmiot, który – zgodnie m.in. z ADR – nie jest dopuszczony do przewozu drogowego albo jest dopuszczony do takiego przewozu na warunkach określonych w umowie ADR”. Zawarta w ustawie definicja uczestnika przewozu drogowego towarów niebezpiecznych odsyła bezpośrednio do definicji z umowy ADR.

Umowa ta określa, iż uczestnicy przewozu towarów niebezpiecznych powinni podejmować środki bezpieczeństwa odpowiednio do natury i zakresu przewidywanych zagrożeń w celu zapobieżenia szkodom i urazom oraz, jeżeli jest to wskazane, w celu zminimalizowania ich skutków. Uczestnicy przewozu w każdym przypadku powinni stosować się do odpowiednich wymagań ADR. Uczestnikami przewozu są m.in. nadawca, przewoźnik, odbiorca, załadowca oraz inni uczestnicy transportu. Podana lista innych uczestników przewozu i ich obowiązków nie jest wyczerpująca. Obowiązki tych uczestników wynikają z przepisów podanych w ADR na tyle, na ile wiedzą oni lub powinni wiedzieć, że wykonywane przez nich czynności stanowią część operacji transportowych regulowanych przez ADR. Nawiązując do umowy ADR, nadawcą jest przedsiębiorstwo, które wysyła towary niebezpieczne, zarówno we własnym imieniu, jak i w imieniu osoby trzeciej. Umowa wskazuje, że jeżeli operacja transportowa odbywa się na podstawie umowy przewozu, to za nadawcę uważa się to przedsiębiorstwo, które jest nadawcą zgodnie z umową przewozu.

Według ustawy „Prawo przewozowe”, nadawca ponosi odpowiedzialność za szkodę wynikłą z:

- 1) podania w liście przewozowym lub w innej formie wskazań i oświadczeń niezgodnych z rzeczywistością i nieścisłych, niedostatecznych lub wpisanych w niewłaściwym miejscu, a także za brak, niekompletność lub nieprawidłowość dokumentów wymaganych w przepisach szczególnych,
- 2) wadliwego stanu przesyłki, braku lub niewłaściwego opakowania albo nienależytego wykonania czynności ładunkowych.

Wobec powyższego, nadawca przesyłki w transporcie drogowym rzeczy odpowiada za wszelkie koszty, jakie mógłby ponieść przewoźnik na skutek nieścisłości lub niedostateczności danych.

Zgodnie z „Konwencją o umowie międzynarodowego przewozu drogowego towarów” (CMR) z 1958 roku, której Polska jest stroną od 1962 roku: „Jeżeli nadawca powierza przewoźnikowi towary niebezpieczne, powinien mu dokładnie opisać, jakie niebezpieczeństwo przedstawiają i w razie potrzeby wskazać mu, jakie środki ostrożności należy podjąć. W przypadku, gdy informacja ta nie została zamieszczona w liście przewozowym, do nadawcy lub do odbiorcy należy przeprowadzenie wszelkimi innymi sposobami dowodu, że przewoźnik wiedział, jakie niebezpieczeństwo przedstawiał przewóz wymienionych towarów. Towary niebezpieczne, które nie byłyby przewoźnikowi znane jako takie (...), w każdej chwili i w każdym miejscu mogą być wyładowane, zniszczone lub unieszkodliwione przez przewoźnika bez żadnego odszkodowania; nadawca jest oprócz tego odpowiedzialny za wszystkie koszty i szkody wynikające z ich powierzenia do przewozu lub z ich przewozu”.

Kwalifikacja podmiotu jako nadawcy nie budzi wątpliwości w przypadku, gdy stroną umowy przewozu jest ten sam podmiot, który dokonuje fizycznego przekazania towaru przewoźnikowi oraz wskazany jest w liście przewozowym. Pewne niejasności mogą się jednak pojawić w przypadku, gdy stroną umowy przewozu jest podmiot inny niż dokonujący fizycznego nadania to-

waru lub inny niż wskazany w liście przewozowym. Nadawca jest jednym z kluczowym uczestników przewozu towarów i to przede wszystkim na nim spoczywają obowiązki związane z przekazaniem towaru przewoźnikowi w sposób przewidziany przez konwencję, prawo przewozowe i umowę ADR.

Mając powyższe na uwadze, nadawca powinien:

- 1) upewnić się, że towary niebezpieczne są sklasyfikowane i dopuszczone do przewozu zgodnie z ADR,
- 2) zaopatrzyć przewoźnika w informacje i dane oraz, jeżeli to konieczne, w wymagane dokumenty przewozowe oraz dokumenty towarzyszące (zezwolenia, dopuszczenia, powiadomienia, świadectwa itd.),
- 3) używać wyłącznie opakowań, dużych pojemników do przewozu luzem (DPPL) oraz cystern, które są dopuszczone i odpowiednie do przewozu danych materiałów oraz posiadają znaki wymagane przez ADR,
- 4) stosować się do wymagań dotyczących sposobów nadania i ograniczeń wysyłkowych.

Co do zasady, nadawca jest zatem odpowiedzialny za wszelkie obowiązki związane z przekazaniem towaru przewoźnikowi. Jednocześnie, nadawca w toku przekazania towaru przewoźnikowi może korzystać z usług innych uczestników przewozu, na przykład załadowcy lub pakującego. Wobec powyższego, nadawca może częściowo zwolnić się z odpowiedzialności, przekazując

Zgodnie z „Konwencją o umowie międzynarodowego przewozu drogowego towarów” (CMR) z 1958 roku, której Polska jest stroną od 1962 roku: „Jeżeli nadawca powierza przewoźnikowi towary niebezpieczne, powinien mu dokładnie opisać, jakie niebezpieczeństwo przedstawiają i w razie potrzeby wskazać mu, jakie środki ostrożności należy podjąć. W przypadku, gdy informacja ta nie została zamieszczona w liście przewozowym, do nadawcy lub do odbiorcy należy przeprowadzenie wszelkimi innymi sposobami dowodu, że przewoźnik wiedział, jakie niebezpieczeństwo przedstawiał przewóz wymienionych towarów.

część swoich obowiązków innym uczestnikom przewozu w zakresie przewidzianym przez ww. konwencję CMR. Jednak jest to odpowiedzialność na gruncie prawa cywilnego, która będzie miała mniejsze znaczenie, jeżeli kontrola nieprawidłowości będzie prowadzona na gruncie prawa administracyjnego przez Inspekcję Transportu Drogowego czy policję.

W kontekście powyższych unormowań należy zatem mieć na uwadze, że regulacje zawarte m.in. w konwencji CMR czy ustawie „Prawo przewozowe”, stanowią jedynie ogólne zasady świadczenia usług transportowych, które są bardziej rygorystyczne w odniesieniu do węższych kategorii usług lub towarów. Jest to bardzo istotne również z punktu widzenia podmiotów nadających przesyłki mieszczące się w kategorii towarów niebezpiecznych. To na nadawcy ciąży obowiązek klasyfikacji, czy nadawany towar lub odpad jest zaliczany do kategorii podlegających pod umowę ADR i czy można go przewozić, a jeżeli tak, to należy rozważyć w jaki sposób.

Odpowiedzialność nadawcy w tym kontekście jest bowiem szeroka, a konsekwencje z niej wynikające mogą być poważne, ponieważ np. można nadać do przewozu towar, który rozpuści materiał, z którego zbudowano cysternę, co może doprowadzić do katastrofy drogowej i/lub ekologicznej. W celu ograniczenia tego ryzyka istnieje ustawowy obowiązek m.in.:

- 1) wyznaczenia m.in. przez nadawcę towarów niebezpiecznych doradcy do spraw bezpieczeństwa przewozu towarów niebezpiecznych DGSA (ang. *Dangerous Goods Safety Advisor*), który posiada wiedzę w zakresie klasyfikacji towarów niebezpiecznych i pozwoli zminimalizować ryzyko, jakie niesie nadawanie do przewozu towarów i odpadów niebezpiecznych,
- 2) przeszkolenia osób wykonujących czynności związane z przewozem, zatrudnionych przez nadawcę, lub przeszkolenie osób wykonujących na jego rzecz czynności związane z przewozem towarów niebezpiecznych przed podjęciem tych czynności w zakresie odpowiednim do odpowiedzialności i obowiązków tych osób.

Do zadań doradcy DGSA należy:

- 1) doradzanie przedsiębiorstwu w zakresie przewozu towarów niebezpiecznych;
- 2) wprowadzanie prawidłowych procedur ratowniczych w zakresie wypadków i awarii,
- 3) prowadzenie dochodzeń oraz przygotowywanie sprawozdań na temat poważnych wypadków, awarii lub poważnych naruszeń przepisów oraz pomoc przy wyborze podwykonawców,
- 4) wprowadzanie procedur kontrolnych służących sprawdzeniu, czy środek transportu i kierowca posiadają wymagane dokumenty i sprzęt awaryjny odpowiadający przepisom,
- 5) wprowadzanie planu ochrony towarów niebezpiecznych, jeśli jest wymagany.

W uzupełnieniu należy dodać, że odpowiedzialność nadawcy – w przeciwieństwie do odpowiedzialności zawodowych przewoźników – jest nieograniczona na gruncie prawa administracyjnego. Dlatego w trakcie kontroli drogowych kary nakładane na nadawcę towaru mogą być wielokrotnie wyższe niż kary nałożone na profesjonalnego przewoźnika towarów niebezpiecznych, które ustawa ograniczyła do 10 000 zł. W związku z tym nadawca, który nie jest „profesjonalistą” w zakresie przewozu towarów i odpadów niebezpiecznych musi posiadać wiedzę wielokrotnie szerszą niż zawodowy przewoźnik.

Sebastian Chwalibogowski, biegły sądowy w zakresie przewozu towarów niebezpiecznych, pełnomocnik ds. ochrony infrastruktury krytycznej SGT EuRoPol GAZ s.a.

SPROSTOWANIE

Niniejszym informuję, że w moim artykule pod tytułem „Wpływ dodatku wodoru na granicę wybuchowości metanu”, opublikowanym w czerwcowym wydaniu „Przeglądu Gazowniczego”, w przypisach dotyczących autorów materiałów, z których korzystałem, nie umieściłem autorów pracy pt. „Oznaczenie GGW i DGW dla mieszanin gazu ziemnego/metanu z wodorem”, wykonanej przez zespół AGH – dr. inż. Krzysztofa Koguta i dr. inż. Szymonza Kuczyńskiego. Za co serdecznie przepraszam.

Jacek Pogoda

Optymalizacja i wsparcie operacyjne pracy podziemnych magazynów gazu z uwzględnieniem zagadnień związanych z magazynowaniem wodoru

Mirosław Dyrda, Ewa Chachuła, Michał Warchoł, Piotr Błach

Rok 2022 uświadomił wszystkim, że bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z najważniejszych wyzwań, przed którymi stanęły kraje Unii Europejskiej. Jednocześnie postępuje transformacja energetyczna, która zmierza w stronę wykorzystywania OZE oraz zazieleniania sieci gazowych. W jaki sposób pogodzić bezpieczeństwo energetyczne i transformację?

Odpowiedzią jest rozwinięta technologia wielkoskalowego magazynowania gazu ziemnego. Rozwiązanie to pozwala na zapewnienie strategicznej rezerwy gazu na wypadek przerwania dostaw, ogranicza niepewność rynkową oraz zapewnia dostawy w zależności od zmieniającego się dobowego i sezonowego zapotrzebowania na gaz. Obszarem obecnie badanym jest możliwość magazynowania wodoru. Według raportu GIE najskuteczniejszym rozwiązaniem jest wykorzystanie magazynów kawernowych. Takie magazyny istnieją już w Niemczech czy USA [5]. Jednakże trwają również zaawansowane prace w obszarze magazynowania wodoru w magazynach złożowych zlokalizowanych w Argentynie i Austrii [5]. Wybór typu magazynu w dużej mierze będzie zależał od jego lokalizacji. Zielony wodór, który pozyskiwany jest w procesie elektrolizy, wykorzystując energię powstałą z nadwyżek produkcji z OZE, ma być odpowiedzią sektora gazowego na postępującą transformację energetyczną i zapewnienie niezależności dostaw.

Są dwa typy podziemnych magazynów gazów: kawernowe lub złożowe. W magazynach kawernowych gaz jest przechowywany w kawernach solnych utworzonych w złożu soli kamiennej w ten sposób, że po wykonaniu odwiertu wypłukuje się komorę wodą, tworząc pustą przestrzeń. W jednym złożu soli można wykonać wiele kawern, ale każda ma zwykle jeden odwiert i stanowi oddzielny zbiornik. Magazyny złożowe buduje się w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej. Złoże takie nie stanowi pustej przestrzeni, jak wewnątrz kawerny, lecz wypełnione jest porowatym materiałem skalnym, który obniża wydajność. Aby ją zwiększyć, wykonuje się wiele odwiertów do tego samego złoża. Jeżeli złoża ulokowane są na różnych poziomach, oddzielonych od siebie warstwą nieprzepuszczalną, możemy traktować je jako niezależne zbiorniki gazu (podobnie jak kawerny) [8].

W podziemnym zbiorniku gaz przechowywany jest pod ciśnieniem 10–30 MPa, podczas gdy w rurociągach transportowany jest pod ciśnieniem 5–8 MPa. Podczas zatłaczania gazu do magazynu należy go sprężyć. Używane są do tego sprężarki tłokowe lub odśrodkowe. Sprężarki odśrodkowe mogą posiadać wiele stopni pogrupowanych w sekcje, za którymi występują chłodnice zapewniające niższą temperaturę sprężanego gazu, a w efekcie większą sprawność. Sekcje w ramach sprężarki mogą być przełączane

w konfigurację szeregową bądź równoległą, aby lepiej dostosować się do istniejących potrzeb (ciśnienia i przepływu gazu). Przy ciśnieniach powyżej 25 MPa stosuje się inne sprężarki. Łączy się je wówczas w kaskadę za sprężarkami pracującymi przy niższych ciśnieniach [6].

Podczas przechowywania w podziemnym magazynie gaz ulega zawilgoceniu. Przed wysłaniem z magazynu należy go osuszyć. Najczęściej dokonuje się tego energochłonną metodą absorpcyjną – wilgoć przenika do absorbentu (glikolu), który poddawany jest następnie regeneracji w celu usunięcia pochłoniętej wody. Wydajność procesu regeneracji jest stała, natomiast można włączać kolejne układy regeneracji glikolu, dostosowując szybkość regeneracji do zapotrzebowania na glikol suchy (ubogi) [1].

Podczas operacyjnej pracy magazynu gazu operator procesu podejmuje decyzje dotyczące sposobu eksploatacji magazynu zapewniającego bezpieczeństwo infrastruktury i optymalne wykorzystanie jej potencjału w realizacji planowanych operacji.

Można wyróżnić dwa podstawowe zadania:

- 1) dla danego stanu magazynu, jak dużo zleceń zatłaczania lub wytłaczania gazu z magazynu możemy przyjąć na najbliższy okres (np. dobę), aby dało się je zrealizować za pomocą dostępnych w tym okresie urządzeń,
- 2) dla danego stanu magazynu i zadanych zleceń w najbliższym okresie, w jaki sposób je realizować (za pomocą których dostępnych urządzeń, jak rozdzielać pracę między pracujące urządzenia), aby ponieść minimalne koszty.

W obu zadaniach wszystkie urządzenia powinny pracować w dopuszczalnych zakresach swoich punktów pracy. Aby to osiągnąć, niezbędne są modele poszczególnych elementów magazynu oraz właściwy algorytm optymalizacji, pozwalający na znalezienie rozwiązania powyższych zadań.

Model części podziemnej umożliwia wyliczenie temperatury gazu w magazynie. Dzięki temu dla zadanej ilości gazu możemy poznać ciśnienie i tak zaplanować proces zatłaczania, aby nie zostały przekroczone ograniczenia na temperaturę, ciśnienie ani przepływ gazu. Dodatkowo, rolą modelu części podziemnej jest wyliczenie ilości pary wodnej w gazie odbieranym z magazynu [4].

Najważniejszym zadaniem modelu sprężarek jest wyliczenie obrotów sprężarki dla danych warunków pracy. Dzięki temu

można zarówno wyliczyć zapotrzebowanie na moc napędu, jak i sprawność sprężania oraz temperaturę gazu po sprężeniu. Obroty są również niezbędne do sprawdzenia, czy punkt pracy sprężarki leży w obszarze dopuszczalnym [9].

W niektórych przypadkach ograniczeniem może być wydajność osuszania gazu. Wówczas przydatny będzie model procesu osuszania. Powinien on policzyć zapotrzebowanie na ubogi glikol, aby móc dobrać wymaganą liczbę instalacji regeneracji glikolu.

Podczas modelowania procesów zachodzących w części naziemnej lub podziemnej magazynu należy używać odpowiedniego modelu gazu. Ze względu na wysokie ciśnienia model gazu idealnego będzie wprowadzał za duże błędy. W przypadku gazu ziemnego dużą dokładność będzie miał model AGA8 [7]. Jednak udział molowy wodoru nie może w nim przekraczać 10%. W przypadku magazynowania wodoru lub gazu ziemnego z dużą domieszką wodoru dokładniejszy będzie model GERG [2, 3].

GK TT od wielu lat tworzy i wdraża rozwiązania informatyczne wspierające zarówno komercyjne, jak i techniczne procesy związane z podziemnym magazynowaniem gazu, jego przesyłem oraz dystrybucją, a systemy oferowane przez TT dedykowane są wszystkim uczestnikom rynku gazu. Skupiają się one na trzech głównych obszarach funkcjonalnych: informacyjnym, symulacyjnym i optymalizacyjnym, w ten sposób kompleksowo wspierając cały zakres związany z technicznymi aspektami prowadzenia podziemnych magazynów.

W skład portfolio GK TT wchodzi produkty oferujące wsparcie procesów i zagadnień usprawniających pracę magazynu, takie jak symulacja części naziemnej i podziemnej, optymalizacja stacji kompresorowej, a także optymalizacja pracy całego magazynu.

Storage Operation Expert jest oprogramowaniem służącym do optymalizacji pracy podziemnych magazynów gazu, uwzględniającym zarówno część podziemną, jak i infrastrukturę naziemną magazynu (w tym m.in. sprężarki, separatory wody wolnej, zawory regulujące ciśnienie i przepływ, przepływomierze). Moduł SOE został zaprojektowany w taki sposób, aby umożliwić realizację dwóch głównych zadań optymalizacyjnych: zminimalizowanie kosztów eksploatacji magazynu poprzez ograniczenie zużycia energii lub maksymalizację zdolności magazynowych poprzez wyznaczenie maksymalnego możliwego przepływu na zatłaczanie/odbiór gazu z uwzględnieniem ograniczeń technicznych i bezpieczeństwa operacyjnego.

Proces optymalizacji przeprowadzany przez silnik obliczeniowy aplikacji SOE uwzględnia termodynamiczny model kawern gazowych, ograniczenia geologiczne wynikające z mechaniki skał oraz kompleksowy model infrastruktury naziemnej.

Wynikiem działania optymalizatora jest wybór optymalnej ścieżki przepływu gazu wraz z wyznaczeniem punktu pracy każdego dostępnego urządzenia z uwzględnieniem celu optymalizacji odpowiadającego na pytanie: które kawerny i urządzenia naziemne oraz z jakim obciążeniem powinny zostać użyte podczas realizacji nominacji? Biblioteka obliczeniowa udostępnia również wiele kluczowych parametrów. Użytkujący aplikację dostaje też dostęp do informacji o bieżącym stanie kawern lub odwiertów, aktualizowany automatycznie co godzinę na podstawie danych pomiarowych pozyskiwanych z zewnętrznych systemów automatyki.

GK TT jest również autorem uzupełniającego podejścia do wsparcia eksploatacji magazynów kawernowych, bazującego na

wykorzystaniu strategii prowadzenia kawern na podstawie poziomów ciśnień w kawernach oraz liczników LLUOR i BPR (dostarczających informacji o tym, jak długo kawerna może lub musi przebywać w obszarze danego poziomu ciśnienia) [10].

Zależność gospodarek europejskich od gazu ziemnego, uznano za paliwo przejściowe transformacji energetycznej, wraz z obserwowaną niestabilną podażą surowca, wymagają zwrócenia uwagi na magazynowanie gazu. Oznacza to potrzebę dążenia do maksymalnego wykorzystania możliwości technicznych oferowanych przez istniejące magazyny gazu. Jednocześnie wzrost cen energii elektrycznej i gazu, wykorzystywanych na potrzeby własne podczas eksploatacji magazynów gazu, wymusza ograniczenie kosztów eksploatacji.

Skomplikowane instalacje, jakimi są magazyny gazu, wymagają doświadczonego personelu operacyjnego. Oprogramowanie wspierające operatorów w decyzjach o wyborze właściwego scenariusza daje możliwość uzyskania oszczędności dzięki każdorazowemu dostosowaniu rekomendowanego scenariusza do aktualnego stanu instalacji, żądanego przepływu, prognozowanych cen energii i innych czynników wpływających na całkowite koszty operacyjne.

W związku z planowanym wykorzystaniem magazynów gazu ziemnego na potrzeby magazynowania wodoru (lub mieszaniny z gazem ziemnym) oprogramowanie symulacyjne i optymalizacyjne jeszcze bardziej zyskuje na znaczeniu, ponieważ nie będzie można polegać na wieloletnim doświadczeniu eksploatacyjnym danej instalacji magazynowej.

Mirosław Dyrda, dyrektor zarządzający ds. rynku gazu TT S.A.
Ewa Chachuła, kierownik zespołu ds. rozwoju produktów TT S.A.
dr inż. Michał Warchoń, konsultant naukowy TT S.A.
Piotr Błach, inżynier projektowy TT S.A.

Literatura

- [1] J. M. Campbell, *Gas Conditioning and Processing, Norman Oklahoma: Campbell Petroleum Series*, 1992.
- [2] O. Kunz i W. Wagner, *The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: An Expansion of GERG-2004* w *Journal of Chemical & Engineering Data* 57.11 (2012), s. 3032–3091. DOI: 10.1021/je300655b.
- [3] O. Kunz i in., *The GERG-2004 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures*, GERG Technical Monograph, VDI Verlag GmbH, 2007.
- [4] R. Malakooti i R. Azin, *Simulation Study of Underground Gas Storage*. Lambert Academic Publishing, 2012, ISBN: 97873848410910.
- [5] M. Miziołek, B. Filar, T. Kwilosz, *Magazynowanie wodoru w szczerpanych złożach gazu ziemnego w „Nafta-Gaz”* 2022, nr 3, s. 219–239, DOI: 10.18668/NG.2022.03.06.
- [6] S. Mokhatab, W. A. Poe, J. G. Speight, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing (imprint of Elsevier), 2006.
- [7] *Natural gas – Calculation of thermodynamic properties – Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications*, ISO International Standard, 2005.
- [8] M. R. Tek, *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, PennWell books, PennWell Pub., 1996. ISBN: 9780878146147.
- [9] M. Warchoń i in., *The method for optimisation of gas compressors performance in gas storage systems* w *International Journal of Oil Gas and Coal Technology* 17.1 (2018), s. 12–33. DOI: 10.1504/IJOGCT.2017.10006328.
- [10] K. Wojdan i in., *Method for Simulation and Optimization of Underground Gas Storage Performance w Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, vol. 69 (2014), no. 7, s. 1237–1249, DOI: 10.2516/ogst/2013133.

Możliwości energetycznego zagospodarowania selektywnie zbieranych odpadów kuchennych – kierunek biogaz

Jakub Pulka, Marta Bloch-Michalik

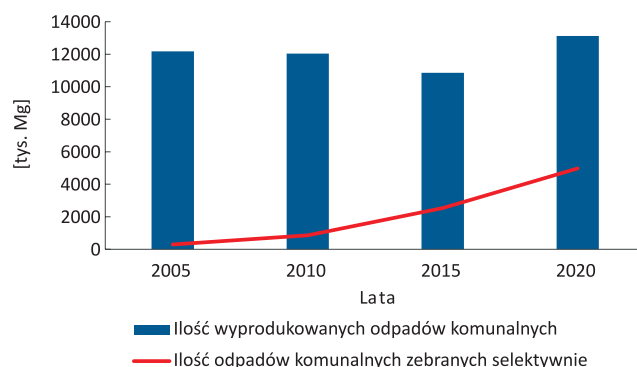
Przyjęty w grudniu 2019 roku Europejski Zielony Ład zakłada szeroko zakrojoną transformację energetyczną, mającą na celu przekształcenie Unii Europejskiej do 2050 roku w pierwszy neutralny klimatycznie kontynent. Kraje członkowskie zobowiązały się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 55% do 2030 roku. Powoduje to konieczność sprawnego wdrażania – na szeroką skalę – rozwiązań wykorzystujących odnawialne źródła energii. Jednym z nich jest produkcja biogazu i biometanu w procesie fermentacji metanowej.

Produkcja metanu wiąże się z koniecznością przetwarzania biodegradowalnych materiałów, których pozyskanie na cele energetyczne konkuruje z innymi sposobami ich zagospodarowania. Tak jest na przykład w przypadku kiszonki z kukurydzy czy gnojowicy, które od lat są zagospodarowywane w rolnictwie w sposób tradycyjny – kolejno paszowy i nawozowy. Konsekwencją takich zależności jest coraz częstsze sięganie po substraty odpadowe, których wykorzystanie w procesie fermentacji metanowej wpisuje się w „Strategię redukcji emisji metanu”, przedstawioną przez Komisję Europejską 14 października 2020 roku. Komisja wskazała właśnie na produkcję biogazu i biometanu jako na jeden ze sposobów rozwiązania problemu niekontrolowanej emisji metanu w sektorach rolnym i odpadowym.

Jednym z materiałów odpadowych możliwych do zagospodarowania w technologii fermentacji metanowej są selektywnie zbierane bioodpady. Jest to materiał, którego selektywna zbiórka – zgodnie z zapisami rozporządzenia ministra klimatu i środowiska z 10 maja 2021 roku w sprawie sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów – jest obligatoryjna. Ustawa o odpadach z 14 grudnia 2012 roku definiuje bioodpady jako ulegające biodegradacji odpady z ogrodów i parków, odpady żywności i kuchenne z gospodarstw domowych, gastronomii, w tym restauracji, stołówek oraz zakładów zbiorowego żywienia, biur, hurtowni i jednostek handlu detalicznego, a także podobne odpady z zakładów produkujących lub wprowadzających do obrotu żywność. Ustawa definiuje również fermentację jako jedną z metod dedykowanych do utylizacji omawianego odpadu. W związku z brakiem szczegółowych wytycznych dotyczących sposobu zbiórki tych odpadów możliwa jest zbiórka bioodpadów „kuchennych i ogrodowych” razem i oddzielnie. Wydaje się, że odpady kuchenne ulegające biodegradacji o kodzie 20 01 08, w związku z ich składem chemicznym i łatwością rozkładu, są lepszym substratem, dającym wyższe wyniki produkcji biogazu względem odpadów zielonych (Moretti i in., 2020).

Aby szacować potencjalną ilość bioodpadów możliwych do zagospodarowania, należy rozważyć ogólną ilość odpadów produkowanych w Polsce, która w ostatnich latach wzrasta i w 2020 roku wynosiła ponad 13 mln Mg (Rysunek 1). Ilość odpadów kuchennych w składzie morfologicznym zmieszanych odpadów

Rysunek 1. Ilość wyprodukowanych oraz zebranych selektywnie odpadów komunalnych (GUS, 2021)



Rysunek 2. Uproszczony skład morfologiczny odpadów

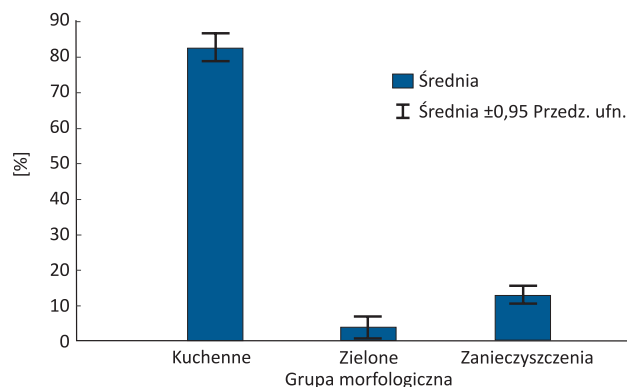


Tabela 1. Parametry substratów

	pH	Sucha masa [%]	Sucha masa organiczna [% s.m.]	Popiół [% s.m.]	N [% s.m.]	C [% s.m.]	C/N
Średnia	5,19	23,04	83,59	16,41	2,41	42,16	17,84
Odchylenie standardowe	0,47	3,68	6,02	6,02	0,39	3,15	2,13
Współczynnik zmienności	9%	16%	7%	37%	16%	7%	12%

Wszystkie substraty poddano analizie podstawowych parametrów (tabela 1). Wykazano, że zarówno zawartość suchej masy organicznej, jak i procentowy udział węgla oraz stosunek węgla

Tabela 2. Średnia wydajność biogazowa substratów

	Zawartość metanu [%]	Skumulowana produkcja w m ³ na Mg świeżej masy		Skumulowana produkcja w m ³ na Mg suchej masy		Skumulowana produkcja w m ³ na Mg suchej masy organicznej	
		Metan	Biogaz	Metan	Biogaz	Metan	Biogaz
Średnia	52,8	64,4	121,8	274,0	519,2	328,9	623,1
Odchylenie standardowe	1,8	10,4	18,8	30,0	59,8	28,6	55,3
Współczynnik zmienności	3%	16%	15%	11%	12%	9%	9%

komunalnych, w zależności od wielkości obszaru, na którym prowadzono badania, wynosi od 28,9% (Jędrzak, 2010) do 40% (den Boer i in., 2010). Uwzględniając powyższe dane, potencjał ilości bioodpadów wynosi w skali kraju od 3,9 do 5,2 mln Mg, co jest tożsamym wynikiem do średnio 172 kg/M dla krajów UE-27 (den Boer, 2021).

W związku z powyższym, substrat ten został wybrany do badań w projekcie „Badania przemysłowe i prace eksperymentalno-rozwojowe nad innowacyjnym zagospodarowaniem biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych – prototyp”, finansowanym przez PGNiG, a realizowanym na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu.

W trakcie realizacji projektu poruszono problem kompleksowego zagospodarowania substratu w fermentacji metanowej, odpadów generowanych w trakcie przygotowywania substratu na cele energetyczne oraz produkowanego pofermentu, zgodnie z zasadami gospodarki obiegu zamkniętego.

Jednym z wyników szeroko zakrojonych prac badawczych była dokładna parametryzacja substratu pod kątem jego czystości, właściwości i potencjału produkcji biogazu, bazująca na przebadanych 27 próbkach o masie każdorazowo ponad 1 Mg, pobranych w okresie 21 miesięcy z dwóch miast wojewódzkich, w których realizowana była selektywna zbiórka rozłączna odpadów kuchennych i zielonych.

Analizując skład morfologiczny odpadów wykorzystanych w badaniach, należy zwrócić uwagę na bardzo wysoki udział odpadów kuchennych w selektywnie zbieranej frakcji bioodpadów, wynoszący średnio 83%, przy relatywnie niskim, jak na odpady komunalne, współczynniku zmienności wynoszącym 12% (Rysunek 2). Tak wysokie wartości świadczą o relatywnie dobrej zbiórce odpadów wykonywanej przez mieszkańców, a także o potencjalnie wysokiej wydajności biogazowej zbieranych bioodpadów. Kolejnymi grupami wyszczególnionymi w składzie morfologicznym były odpady zielone, których udział wyniósł średnio 4%, przy wysokim poziomie zmienności wynoszącym 195% oraz pozostałe zanieczyszczenia, których średnia ilość wyniosła 13%. Wysoki poziom zmienności odpadów zielonych związany był z sezonem wegetacyjnym (w okresie wiosenno-letnim ich występowanie było znacząco częstsze). Na zanieczyszczenia składały się głównie odpady opakowaniowe i worki foliowe, w których odpady były zbierane szczególnie w zabudowie wielorodzinnej.

do azotu potwierdzają słuszność założenia o wysokim potencjale substratu do przetwarzania w procesie fermentacji metanowej. Relatywnie niska sucha masa (23%) powoduje, że przy zastosowaniu odpowiedniej obróbki wstępnej substrat z powodzeniem może być stosowany w wysokowydajnej technologii fermentacji mokrej.

Założenia te potwierdzają wyniki wydajności biogazowej substratu (tabela 2). Przeprowadzone badania wykazały, że substrat charakteryzuje się bardzo wysoką wydajnością biogazową, wynoszącą ponad 600 m³/Mg s.m.o., osiągając wartości zbliżone do kosztownej kisonki z kukurydzy, a jednocześnie znacząco wyższe niż substraty tradycyjnie wykorzystywane w biogazowniach rolniczych, takie jak obornik czy gnojowica.

Dr inż. Jakub Pulka, Pracownia Ekotechnologii, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
Dr inż. Marta Bloch-Michalik, Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii, O/CLPB PGNiG SA

Literatura

- M. Cieślak, J. Dach, A. Lewicki, A. Smurzyńska, D. Janczak, J. Pawlicka-Kaczorowska, P. Boniecki, P. Cyplik, W. Czekala, K. Józwiakowski, 2016, *Methane Fermentation of the Maize Straw Silage under Meso- and Thermophilic Conditions*, Energy, Towards low carbon energy systems: engineering and economic perspectives, 115 (November): 1495–1502. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.070>.
- E. den Boer, A. Jędrzak, Z. Kowalski, J. Kulczycka, R. Szpadt, 2010, *A Review of Municipal Solid Waste Composition and Quantities in Poland*, Waste Management 30 (3): 369–77. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2009.09.018>.
- E. den Boer, *Jak szacować wielkość strumienia bioodpadów, Selektywna zbiórka i recykling bioodpadów, teoria dobrej praktyki i dostępne rozwiązania*, Wrocław 2021, ISBN 978-83-963605-0-2.
- A. Jędrzak, *Analiza dotycząca ilości wytwarzanych oraz zagospodarowanych odpadów ulegających biodegradacji*, Zielona Góra, 2010.
- Komisja Europejska, 2019, Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final.
- Bruxsela: Komisja Europejska, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>.
- P. Moretti, M. de Araujo, B. de Castilhos Jr A., P. Buffi?re, R. Gourdon, R. Bayard, 2020, *Characterization of municipal biowaste categories for their capacity to be converted into a feedstock aqueous slurry to produce methane by anaerobic digestion*, Science of the Total Environment 716, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137084>.
- Ochrona środowiska, 2021, Główny Urząd Statystyczny Rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 10 maja 2021 roku w sprawie sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów.
- Ustawa z 14 grudnia 2012 roku o odpadach, Dz.U. 2013, poz. 21.

CSB – nowy system, który robi różnicę

Rozmowa z **Robertem Mrozińskim**, pełnomocnikiem zarządu ds. wdrożenia projektu CSB w PGNiG Obrót Detaliczny, czyli najnowsze informacje związane z budową nowego systemu billingowego



Wyjaśnijmy najpierw, co oznacza skrót CSB.

CSB to Centralny System Billingowy, który obsługiwać będzie ponad 7 mln klientów PGNiG Obrót Detaliczny. Wdrożenie tak dużego narzędzia w spółce operującej na terenie całej Polski to nie tylko duże wyzwanie technologiczne, ale także organizacyjne i logistyczne.

Czy ten system jest rzeczywiście tak duży, jak się mówi i pisze?

To obecnie największy projekt wdrożenia systemu billingowego nie tylko w Europie Środkowo-Wschodniej, ale prawdopodobnie w ogóle w Europie. Oczywiście, w zakresie systemu billingowego dla sektora gazowego.

Od kiedy i po co budowany jest ten system? Co zdecydowało o podjęciu decyzji o jego wprowadzeniu?

Powód był prosty – chodziło o to, aby powstał jeden system dla wszystkich klientów w Polsce, który mógłby współpracować z innymi ważnymi systemami i narzędziami. Dotychczas istniało u nas sześć różnych systemów billingowych, które charakteryzowały się różnym stopniem dojrzałości czy możliwości rozbudowy. W wielu z nich technologia bazowała na tym, co było standardem w latach 90. ubiegłego wieku, obecnie wymagało to już ingerencji w postaci daleko idącej zmiany. Były to zaawansowane wiekiem rozwiązania, które pozwalały na ich eksploatację, ale nie dawały możliwości efektywnego i bezpiecznego działania, nie mówiąc już o unifikacji, która obecnie jest wręcz kluczowa. W 2018 roku zapadła decyzja o stworzeniu jednego, spełniającego najwyższe współczesne standardy systemu billingowego. Jego kluczowym elementem jest nie tylko platforma technologiczna, ale również migracja danych, czyli „przeniesienie” do nowego systemu wszystkich niezbędnych danych klientów rozproszonych po wielu systemach, z różnych baz danych. Oczywiście, decyzję poprzedziła analiza tego, jakie są potrzeby firmy oraz jak wygląda rynek, ponieważ tu konieczne są specyficzne rozwiązania dedykowane branży energetycznej. Systemy billingowe na rynkach polskim i europejskim są dość dobrze znane, ale rozwiązania specyficzne dla naszej branży są już unikalne. Oczywiście, proces od podjęcia decyzji, sformalizowania i przeprowadzenia przetargu, do wyboru rozwiązania i firmy, która dostarczy i wdroży ten system, musiał zająć trochę czasu.

Prace nad tym projektem rozpoczęły się w 2018 roku. A kiedy się zakończą?

Cały projekt, w tym część dotycząca wdrażania nowych funkcjonalności czy migracji danych stabilizacji, ma potrwać do 31 lipca 2023 roku. W tym czasie nowy system musi osiągnąć docelową dojrzałość, w tym wydajność. Samo wdrożenie i migracja to część niezbędnych prac do wykonania, natomiast później musi nastąpić stabilizowanie systemu, weryfikowanie poprawności jego działania, naprawianie ewentualnych błędów, a może nawet dodatkowe przebudowanie procesów biznesowych. Na razie prace idą zgodnie z harmonogramem i nie przewidujemy, aby miało się to zmienić.

Co w praktyce nowy system oznacza dla klienta?

Dla klienta zmieniają się dwa aspekty. Po pierwsze, szybkość udzielania informacji. Konsultant obsługi klienta nie będzie już musiał szukać danej informacji w wielu różnych systemach, dlatego wyraźnie skróci się czas obsługi klienta. Po drugie, możliwość korzystania z wielu kanałów komunikacyjnych, takich jak: eBOK/mBOK, infolinia, IVR, elektroniczna faktura, e-mail. Ta sama informacja będzie dostępna z poziomu każdego kanału komunikacji ze spółką, na jaki zdecyduje się klient, czego ze względu na rozproszenie systemów dotychczas nie można było zrobić. Dodatkowe udogodnienie to łatwość zgłaszania przez klienta informacji do nas (np. odczyty licznika) poprzez wiele różnych kanałów dostępowych, ale przede wszystkim możliwość oferowania mu nowych produktów, których paleta w ramach nowego systemu znacznie się poszerzy.

Na jakim etapie obecnie znajdują się prace?

Można powiedzieć, że docelowy system (AUMS) został wdrożony w 80%, zaś migracja wykonana w około 54 proc. łącznej liczby klientów. A przypomnę, że mamy ich ponad 7 milionów.

W jakich regionach kraju prace są najbardziej intensywne?

Etap migracji danych zakończyliśmy w województwach: pomorskim, kujawsko-pomorskim, warmińsko-mazurskim, lubuskim, dolnośląskim i wielkopolskim. Duża część odbiorców nawet tego nie zauważyła, bo głównym dowodem na to, że coś się dzieje są czasowe przesunięcia terminu w wysyłce faktur. A wielu odbiorców gazu nie rozlicza się w systemie miesięcznych rachunków, a w dłuższych cyklach. Przed nami migracja danych w regionie mazowieckim, a następnie w regionie podkarpackim.

Prace migracyjne odbywają się etapami. Czy jest jakaś różnica we wdrażaniu kolejnych etapów prac? Czy zakończenie jakiegoś etapu pozwala na wyciągnięcie wniosków, które powodują, że następny jest już łatwiejszy?

Migracja każdej transzy przynosi konkretną wiedzę i doświadczenie. Staramy się, aby ewentualne problemy i niedogodności nie przechodziły na klienta. Jednak nie wszystko można zrealizować w sposób niezauważalny, czasami następują okresowe, planowane przesunięcia terminu dostarczania faktury. I o tym między innymi informujemy klientów, zastrzegając jednocześnie, że nie wygeneruje to dla niego żadnych negatywnych konsekwencji w postaci dodatkowych opłat czy odsetek.

Jak po tych pracach zmieniają się elektroniczne kanały komunikacji?

Wdrażane przez nas rozwiązania informatyczne otwiera nowe możliwości przed systemami, które z nim współpracują. Chodzi o pozyskiwanie danych, możliwość ich wymiany czy kwestie raportowania, które są znacznie efektywniejsze. Dostajemy zatem możliwość budowania nowych, dotychczas niedostępnych funkcjonalności. Dzięki temu pojawia się możliwość zbudowania palety nowych usług i produktów dodatkowych.

Co jest najtrudniejsze przy migracji danych?

Zawsze najważniejszym elementem budzącym obawę jest funkcjonowanie bieżącego biznesu. Dlaczego? Ponieważ wdrażanie większości systemów informatycznych odbywa się zazwyczaj na „żywym organizmie”. W związku z tym prace muszą być tak prowadzone, aby nie zaburzyć bieżącego biznesu. Co jednak najważniejsze – bardzo często wdrażanie nowego systemu wymusza zmiany w funkcjo-

nowaniu tego biznesu. Przenoszenie „starego” do „nowego” bez zmian, które pojawiają się w sposób naturalny podczas tego procesu, to utracenie tzw. wartości dodanej, jaką może być modyfikacja pewnych elementów, robionych w dotychczasowy sposób, a które mogą być robione w sposób bardziej efektywny. Zmiany takie jednak zawsze pociągają za sobą ryzyko pewnego zakłócenia działania tego biznesu. Dlatego działania muszą być zaplanowane, potwierdzone, przetestowane, zweryfikowane, jeszcze raz przetestowane i dopiero potem aplikowane do systemu.

Ile osób jest zaangażowanych w ten proces?

Od rozpoczęcia prac, czyli od 2018 roku, udział w pracach projektowych brało, i nadal bierze, około 190 osób na różnych poziomach zaangażowania.

Jak nowy system wpłynie na bezpieczeństwo na przykład przechowywania danych klientów?

To fundamentalny temat, który zdecydował o podjęciu decyzji o budowie nowego systemu billingowego. Starsza technologia z biegiem czasu generuje większe ryzyko włamania do systemu. Oczywiście, mieliśmy tego świadomość, dlatego w odpowiednim czasie rozpoczęliśmy prace, aby dostosować nasz system do współczesnych standardów cyberbezpieczeństwa. W nowym systemie poziom bezpieczeństwa jest znacznie wyższy. Poprawia się przede wszystkim poziom zabezpieczenia przechowywania danych, dostępu do nich, a także śledzenia i monitorowania kto i z jakich danych korzysta oraz w jakim celu je pozyskuje. Bardzo ważne jest, aby dane naszych klientów były skutecznie chronione, zwłaszcza w dobie nowych wyzwań i zagrożeń w obszarze cyberbezpieczeństwa.

Rozmawiał Rafał Pazura



Krzysztof ZDUNEK – gazownik-poeta

Urodził się w 1948 roku w Ostrówku, zmarł w sierpniu 2022 roku w Pieninach. Ukończył Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego oraz Wyższą Szkołę Bankową w Poznaniu. Przez 34 lata pracował w gazownictwie.

Od 1 grudnia 1979 roku pracował w Wydziale Organizacyjno-Prawnym PGNiG, zaczynając od najniższych funkcji „urzędniczych”. Bardzo szybko poznał specyfikę tej branży, która liczyła prawie 50 tys. pracowników i kilkadziesiąt konkurujących organizacji związkowych. Wiadomo było, że taki monopolista i moloch, jakim było PGNiG, musi jak najszybciej dostosować się do warunków powstającego wolnego rynku u schyłku „realnego socjalizmu” i Krzysztof zaczął wykonywać „robotę od podstaw”, przede wszystkim na forum Rady Pracowniczej, organu współzarządzającego – obok dyrektora generalnego – przedsiębiorstwem PGNiG. Ujawnił swój wrodzony talent wytrwałości i daru przekonywania 56 członków Rady Pracowniczej, wybranych w tajnych głosowaniach w grupach zakładów, które jeszcze niedawno formalnie były samodzielnymi firmami. Jego autorytet rósł z każdym pozytywnie rozwiązany konflikt, co było naturalne w gospodarce niedoboru i zaniżonych płac w stosunku do średniej w przemyśle.

Przekonywał do utrzymywania wspólnej polityki branży, przy jednocześnie nieuniknionej restrukturyzacji i wyodrębniania tzw. zaplecza technicznego (około 20 tys. zatrudnionych), na bazie którego zaczęły tworzyć się samodzielne spółki prawa handlowego. Spokój i umiejętności negocjacyjne z załogami terenowymi i szczerze pochylenie się nad problemami szeregowych pracowników uzasadniły przeniesienie Krzysztofa do działu ekonomicznego, w którym kolejno obejmował funkcje kierownicze w obszarze zatrudnienia i płac. Na początku lat 90. ubiegłego stulecia Krzysztof dogłębnie zaangażował się w opracowanie nowych systemów wynagrodzeń, wartościowania pracy i systemu kwalifikacji stanowisk, z maksymalną

ochroną miejsc pracy. Celem było między innymi zachowanie spokoju wśród załóg, bezpieczeństwa oraz ciągłości wydobycia i dostaw gazu ziemnego. Był niezastąpionym członkiem ścisłego zespołu, który w październiku 1996 roku doprowadził do tzw. komercjalizacji PGNiG w spółkę prawa handlowego.

Zawsze był niezwykle ciekawy świata i otwarty na adaptację rozwiązań stosowanych przez czołowe światowe firmy poszukiwawczo-wydobywcze dostarczające gaz ziemny. Wspólnie z przedstawicielami związków zawodowych i członków Rady Nadzorczej PGNiG SA dostosowywał te rozwiązania do polskiej specyfiki, co dynamizowało rozwój sektora gazowniczego, który w nowym prawie energetycznym został uznany za strategiczny dla żywotnych interesów państwa. Toczył wielomiesięczne dyskusje i koleżeńskie „boje” na poziomie załóg i ministerstw o systemy wynagradzania i motywacji, szkoleń, a także ubezpieczeń i Pracowniczego Programu Emerytalnego. Pełniąc rolę szefa Pionu Zarządzania Personelem w Centrali PGNiG, uczestniczył w nieustannym przeobrażaniu firmy w bardziej nowoczesną, doprowadzając w 2005 roku do powstania spółki giełdowej. Dokonywano wielkiej restrukturyzacji i w 2003 roku powstało sześć regionalnych spółek gazownictwa, a następnie, w 2004 roku, wyodrębniono (jako spółkę) samodzielnego Operatora PGNiG Przesył – obecnie OGP GAZ-SYSTEM. Na zakończenie swojej pracy zawodowej Krzysztof Zdunek znalazł – od 1 września 2006 roku – „przystań” w służbach organizacyjnych Mazowieckiej Spółki Gazownictwa w Warszawie. Na emeryturę przeszedł 30 września 2013 roku.

Krzysztof poznał całe górnictwo naftowe i gazownictwo, a Jego poznała wielka rzesza żyjących Mu przyjaciół i znajomych.

Niewielu wiedziało o Jego pasji – pisania wierszy „do szuflady”. Jego talent pięknie rozkwitł i ujawnił się pod koniec życia, kiedy własnym sumptem zaczął wydawać tomiki poetyckie, a Jego wiersze pojawiły się w czasopiśmie literackich. Całkiem niespodziewanie stał się laureatem wielu konkursów poetyckich. Fascynował popisami swojej błyskotliwej inteligencji i erudycji, a każde słowo cenił i mawiał, że każde ma swoje miejsce i wagę, a puenty zostawiają ślad i w sercu, i w duszy. W wierszu z 2013 roku pt. „Odchodząc” napisał: *Gdy nas nie stanie, nie stanie się nic. Odejźmy stąd może tak – pragnę tak – by swoją nieobecnością na chwilę Was zjednoczyć.*

Przyjaciele ze środowiska gazowniczego

Kodeks Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej

WSTĘP DO DRUGIEGO WYDANIA KDP

I

W trakcie prac nad pierwszym wydaniem KDP sygnalizowano konieczność aktualizowania jego treści, ciągłego dostosowywania do zmieniających się przepisów prawa oraz realiów rynku, a także rozbudowy o zapisy dotyczące dobrych praktyk w relacjach z innymi uczestnikami procesu budowlanego, w tym projektantami, dostawcami oraz wykonawcami nadzoru inwestorskiego. Zgodnie z tym założeniem, w 2021 roku wznowiono prace zespołu, którego zadaniem miało być opracowanie drugiego, zaktualizowanego wydania KDP.

Ze względu na okres pandemii COVID-19 prace odbywały się wyłącznie w formie telekonferencji. W celu zapewnienia jak najlepszych efektów prac członkowie zespołu podzieleni zostali na pięć grup tematycznych: zespół ds. dostawców, zespół ds. projektantów, zespół ds. wykonawców nadzoru inwestorskiego, zespół ds. cyfryzacji procesu budowlanego oraz zespół prawny. W dalszym etapie powołano również specjalny zespół ekonomiczny, którego głównym celem miało być opracowanie dobrych praktyk w zakresie klauzul waloryzacyjnych.

Prace zespołów zakończyły się w czerwcu 2022 roku, a ich efektem było powstanie drugiego wydania KDP, uwzględniającego między innymi zmiany przepisów prawa, a także postulaty opisanych powyżej środowisk.

II

W drugim wydaniu KDP uwzględniono postulaty środowiska **projektantów** zaangażowanych w realizację inwestycji gazowniczych, w tym w zakresie sygnalizowanych przez nich uciążliwości. Dotyczą one etapu poprzedzającego zawarcie umowy z zamawiającym (m.in. marginalne znaczenie wstępnych konsultacji rynkowych), treści umów (m.in. brak wystarczających mechanizmów wyznaczających sposób weryfikacji dokumentacji projektowej, brak mechanizmów zaliczkowania, niekorzystnego dla projektantów rozkładu ryzyk kontraktowych) oraz współpracy w trakcie realizacji umowy. Zmiany do KDP zaproponowane przez projektantów mają na celu usprawnienie procesu projektowania,

a zwłaszcza jego skrócenie. Miałyby się to z kolei przełożyć na jakość dokumentacji projektowej (jednego z kluczowych elementów każdej inwestycji) a w efekcie oszczędność kosztów i czasu podczas realizacji inwestycji.

III

W niniejszym, drugim wydaniu KDP wybrzmiał także głos dostawców. Udzielanie zamówień i realizacja umów w branży gazowniczej jest bowiem procesem mogącym rodzić liczne problemy praktyczne oraz ryzyka prawne i ekonomiczne. Zwłaszcza te ostatnie ryzyka potęguje obecna trudna sytuacja rynkowa końca okresu pandemii COVID-19, pogłębiona konsekwencjami gospodarczymi inwazji Rosji na Ukrainę. Szczególnego znaczenia nabiera więc rola klauzul waloryzacyjnych w umowach obejmujących dostawę towarów i usług oraz sprawnego udzielania zamówień. Mechanizmy zawierania umów oraz same regulacje umowne winny zapewniać poszanowanie najwyższych standardów prawnych, przy jednoczesnym dążeniu do zapewnienia zamawiającemu najlepszej jakości świadczenia dostarczanego przez godnych zaufania dostawców. Dla osiągnięcia tego celu istotne znaczenie ma właściwe rozeznanie przez zamawiających potrzeb na etapie przygotowania zamówienia, unikanie nieadekwatnych w stosunku do zamówienia wymogów stawianych ubiegającym się o jego udzielenie, stosowanie także pozacenowych kryteriów oceny ofert oraz unikanie przez zamawiających o strukturach wielooddziałowych znacząco różniących się wymagań dla tego samego przedmiotu zamówienia, jeżeli nie wynikają one z dobrze rozeznaczonych potrzeb zamawiającego.

Intencją postulatów zespołu ds. dostawców jest dążenie do podnoszenia jakości współpracy zamawiających z dostawcami poprzez:

- 1) podejmowanie działań eliminujących na styku relacji zamawiający–dostawca, niepożądane i niepotrzebne dla zapewnienia właściwego standardu zamówienia zjawiska występujące zarówno na etapie postępowania, jak i realizacji umowy zawartej w jego wyniku,
- 2) promowanie etycznych standardów postępowania oraz narzędzi organizacyjnych mających na celu zwiększenie adekwatności i przejrzystości działań,

3) uświadamianie adresatom KDP wagi podejmowanych przez nich działań w kontekście wpływu na kształtowanie prawidłowych postaw uczestników rynku i prawidłowe wykorzystanie środków finansowych przeznaczanych na realizację zamówień.

IV

Istotnym elementem drugiego wydania KDP są rekomendacje dotyczące **cyfryzacji**, która może przynieść znaczące korzyści dla branży gazowniczej. Obejmuje ona różne obszary branży, zarówno po stronie zamawiających oraz wykonawców, jak i dostawców technologii, rozwiązań i towarów, podmiotów pełniących nadzory, usługi konsultingowe, regulatorów oraz administracji publicznej. Celem cyfryzacji branży gazowniczej rekomendowanej w niniejszym KDP – niezależnie od naturalnego i fundamentalnego celu biznesowego – powinien być wspólny i spójny interes wszystkich podmiotów aktywnych na rynku gazowym budowy jego nowego oblicza – efektywnego ekonomicznie, przyjaznego środowiskowo i społecznie, zrównoważonego i nastawionego na współpracę.

Cyfryzacja nie jest jednocześnie celem samym w sobie. Celem cyfryzacji przemysłu gazowniczego w Polsce jest osiągnięcie stanu dojrzałości na miarę wymagań definicji Przemysłu 4.0 i budowa – z jednej strony – bezpieczeństwa energetycznego kraju, efektywnego gospodarowania zasobami energetycznymi, a z drugiej – poprzez edukację, podnoszenie kompetencji, standardów, systemów, *know-how* i realnego doświadczenia – budowanie przewagi konkurencyjnej polskich firm, podnoszenie stopnia ich innowacyjności i zdolności konkurowania na rynkach światowych.

Podjęcie działań dla planowej i realizowanej kompleksowej cyfryzacji branży gazowniczej w Polsce i powinno być powiązane ze strategią cyfryzacji kraju i budową gospodarki opartej na wiedzy. Cyfrowe repozytoria danych, zarówno istniejące, jak i te, które będą budowane, skuteczna wymiana i obieg informacji, cyfryzacja procesów zamawiania i dostarczania usług – wszystkie te obszary mogą pomóc uzyskać nowy poziom efektywności całej branży. Pozwoli to nie tylko na lepsze zrozumienie wyników już podjętych działań, ale i na budowę systemów predykcyjnych i adaptacyjnych, pozwalających podejmować lepsze decyzje, skuteczniej planować i realizować zadania oraz proaktywnie reagować na zmieniające się warunki w przyszłości.

KDP jest dokumentem zogniskowanym na procesy współpracy między stronami procesu inwestycyjnego i obejmuje obszary m.in. procedur, planowania, komunikacji i finansów. Każdy z tych obszarów, a także naturalne dla każdego z tych podmiotów obszary zarządzania organizacją czy wymiany informacji z otoczeniem administracyjnym, biznesowym czy klientami końcowymi są lub mogą być przedmiotem strategii cyfryzacyjnych. Ważnym aspektem jest zintegrowane podejście do cyfryzacji i zapewnienie interoperacyjności wdrażanych systemów na poziomie co najmniej struktur danych i ich wymiany przez mechanizm wymiany plików, nie wykluczając wyższych i bardziej zaawansowanych poziomów integracji, jak np. poprzez systemy klient–serwer, systemy agentowe, zintegrowane systemy ERP/CRM/BI/DM, aż po ontologię i semantykę danych.

V

W drugim wydaniu KDP uwzględniono również postulaty zgłaszane przez zespół ds. **wykonawców nadzoru inwestor-**

skiego (WNI). W trakcie prac zespołu zidentyfikowano takie uciążliwości w relacjach z zamawiającymi jak nieprecyzyjnie zdefiniowane cele, role oraz oczekiwania w stosunku do WNI, niewystarczający zakres uprawnień udzielanych WNI przez zamawiających w stosunku do zamierzenia inwestycyjnego oraz problemy związane z rozliczaniem usług świadczonych przez WNI. W związku z zidentyfikowanymi problemami zgłoszono liczne postulaty ustalenia dobrych praktyk mających na celu głównie poprawę komunikacji nie tylko na linii zamawiający–WNI, ale również w ramach współpracy WNI z innymi uczestnikami procesu budowlanego.

Zwrócono uwagę zwłaszcza na konieczność opracowania na początku inwestycji planu komunikacji, który dokładnie określałby zakres kompetencji i uprawnień wszystkich interesariuszy we współpracy z WNI. Opracowanie takiego planu komunikacji mogłoby odbywać się na spotkaniu otwierającym realizację inwestycji, na którym przeprowadzono by również szkolenie wprowadzające z dokumentacji przetargowej, tak aby uniknąć rozbieżnej interpretacji dokumentów na dalszym etapie realizacji inwestycji. Konieczne wydaje się również określenie jednoznacznych procedur zatwierdzania dokumentów oraz materiałów, a zwłaszcza umożliwienie udzielania przez WNI akceptacji warunkowych, które – z jednej strony – nie wstrzymują zbędnie realizacji umowy przez wykonawcę robót budowlanych, a z drugiej – nakładają na niego jeszcze dodatkowe warunki, które musi spełnić.

Członkowie zespołu ds. WNI poruszyli również temat rozliczeń za wykonywane nadzory, zwracając uwagę na zbyt duże sformalizowanie procesu rozliczania wynagrodzenia i skupienie się na dokumentach zamiast na faktycznie podejmowanych działaniach przez WNI. Wskazano na konieczność takiego kształtowania budżetu nadzoru inwestorskiego, aby był on adekwatny do oczekiwań zamawiającego względem WNI, a zwłaszcza aby umożliwił zaangażowanie odpowiedniego personelu WNI do realizacji umowy.

VI

Opracowanie drugiego wydania KDP wymagało również udziału zespołu **prawnego**, którego głównym zadaniem było dopasowanie zapisów KDP do zmienionego stanu prawnego, jaki powstał na skutek wejścia w życie nowej ustawy „Prawo zamówień publicznych” z 11 września 2019 roku. W związku z pojawieniem się licznych innych regulacji ustawowych (tzw. tarcz) dotyczących zapobiegania negatywnym skutkom okoliczności niezależnych od stron procesu budowlanego (epidemii COVID-19, inwazji Rosji na Ukrainę, wysokiej inflacji) zespół wprowadził dobre praktyki, polegające na możliwości stosowania tych rozwiązań ustawowych również w umowach zawartych w ramach zamówień udzielanych w trybie innym niż zamówienia publiczne.

Założeniem, które przyświecało temu zespołowi było to, aby zaktualizować pierwsze wydanie KDP, a nie opracowywać nowy dokument, odrębny od tego co wypracowano w 2019 roku. Zespół ten był więc odpowiedzialny za zbieranie uwag pozostałych zespołów, a następnie ich wprowadzenie do drugiego wydania KDP, tak aby zachować spójność terminologiczną i redakcyjną dokumentu.

Zespół Kodeksu Dobrych Praktyk

PREAMBUŁA

- A. Niniejszy Kodeks Dobrych Praktyk został opracowany przez IGG oraz podmioty działające w branży gazowniczej.
- B. Jednym z kluczowych elementów działalności tych podmiotów jest prowadzenie lub uczestnictwo w procesie inwestycyjnym, którego główny cel stanowi skuteczna i terminowa realizacja zamierzenia budowlanego, o odpowiednich cechach i jakości, przy zapewnieniu bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego.
- C. Istotnym czynnikiem procesu inwestycyjnego jest właściwa współpraca pomiędzy inwestorem (zamawiającym) a wykonawcą. Mając na uwadze dotychczasowe doświadczenia oraz zidentyfikowane potrzeby i oczekiwania obu stron, postanowiono skodyfikować normy etyczne i zawodowe dla relacji między inwestorem a wykonawcą.
- D. Niniejszy Kodeks Dobrych Praktyk zawiera zbiór wytycznych i rekomendacji dla procesu przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych, poprawiających efektywność i bezpieczeństwo oraz umożliwiających skuteczną realizację zamierzenia budowlanego, a także osiągnięcie celów zarówno inwestora, jak i wykonawcy. KDP odnosi się do relacji zamawiającego z wykonawcą robót budowlanych, jednak wskazane w nim zasady mogą być stosowane na podstawie analogii także wobec innych podmiotów – projektantów, dostawców, inspektorów nadzoru czy podwykonawców.
- E. Niniejszy Kodeks Dobrych Praktyk nie stanowi aktu prawa wiążącego. Kodeks zawiera, niezależnie od sposobu sformułowania poszczególnych jego postanowień, rekomendacje dla prowadzenia procesu inwestycyjnego, a wiążące dla stron są każdorazowo postanowienia przepisów prawa oraz łączących strony umów. Podmioty działające w branży gazowniczej będą dążyły do możliwie szerokiej implementacji rekomendacji wynikających z niniejszego Kodeksu Dobrych Praktyk.
- F. Planowane korzyści ze stosowania Kodeksu Dobrych Praktyk i wdrożenia nowych rozwiązań – stosowanie dobrych praktyk przez inwestorów oraz wykonawców przyczynia się do:
- sprawniejszej oraz bezpieczniejszej realizacji inwestycji,
 - wspierania innowacyjności, konkurencyjności i przedsiębiorczości w branży gazowniczej,
 - zmniejszenia liczby sporów pomiędzy inwestorami a wykonawcami,
 - budowania partnerskich relacji biznesowych pomiędzy uczestnikami branży gazowniczej oraz poprawy komunikacji między nimi,
 - wprowadzenia równowagi pomiędzy uczestnikami procesu inwestycyjnego, a zwłaszcza właściwego podziału ryzyk,
 - sprawnej realizacji projektów dofinansowanych z funduszy UE, w kontekście pozyskania środków, sprawozdawczości, zgodności z odpowiednimi wytycznymi i rozliczenia dofinansowania,
 - terminowego (zgodnego z harmonogramem) uzyskiwania płatności przez wykonawców,
 - stabilizacji rynku wykonawców,
 - możliwości realizacji planów długoterminowych.

ZAWARTOŚĆ KODEKSU DOBRYCH PRAKTYK

Zasady i rekomendacje zebrane są w sześciu rozdziałach.

I. PROCEDURY

Rozdział ten obejmuje rekomendacje dotyczące sposobu określania procedur na każdym etapie trwania inwestycji – zarówno postępowania o udzielenie zamówienia i wyboru wykonawcy, jak i realizacji prac, odbiorów, aż po etap gwarancji i rękojmi.

Precyzyjne i jednoznacznie opisane procedury mają znaczący wpływ na sprawną i terminową realizację inwestycji budowlanej oraz przyczyniają się do ograniczenia występowania sporów pomiędzy inwestorem (zamawiającym) a wykonawcą.

W tym kontekście szczególnie znaczenia nabiera matryca ryzyk, która związana jest z wybranym modelem realizacji inwestycji. To właśnie ten model determinuje przypisanie danych ryzyk stronom umowy – rekomenduje się zatem najpierw przyjęcie matrycy ryzyk, a dopiero na jej podstawie poszczególne ryzyka mogą zostać odpowiednio opisane we wzorze umowy.

Ryzyko jest zdarzeniem, które jeżeli wystąpi, będzie miało wpływ na sposób wykonania, zakres, jakość, koszt i termin realizacji inwestycji. Zarządzanie ryzykiem jest definiowane jako systematyczny proces rozpoznawania i analizy ryzyka, wraz z planowaniem i wdrażaniem właściwych strategii reakcji na zidentyfikowane ryzyka oraz ich monitorowania i kontroli. Celem zarządzania ryzykiem jest minimalizacja wpływu zidentyfikowanego zdarzenia lub okoliczności związanej z określonym czynnikiem ryzyka na osiągnięcie poszczególnych zamierzonych celów inwestycji (zarówno dla wykonawcy, jak i inwestora).

Przedstawiona została matryca ryzyk (załącznik nr 1 do KDP), odpowiadająca modelowi „buduj”, tzn. takiemu, w którym to zamawiający odpowiada za dostarczenie wolnego od wad projektu budowlanego wraz z decyzją pozwolenia na budowę (o ile jest wymagana).

Im bardziej precyzyjnie opisane są procedury oraz im więcej ryzyk zostało zidentyfikowanych w matrycy ryzyk i przypisanych stronom umowy, tym mniej będzie pola do interpretacji i nadużywania niejasności przez którąś ze stron, co w konsekwencji wpłynie na jakość współpracy w dążeniu do osiągnięcia celu, jakim jest sprawne przeprowadzenie inwestycji w ramach założonego budżetu i przyjętego terminu realizacji.

II. PLANOWANIE

Rozdział zawiera zalecenia dotyczące wyboru modelu realizacji inwestycji, planowania głównych założeń inwestycji, zasad prowadzenia postępowania oraz zasad wykonywania umowy.

Planowanie inwestycji rozpoczyna się w momencie pojawienia się samego pomysłu, a kończy nie w momencie rozpoczęcia budowy, a dopiero wraz z zakończeniem realizacji prac, bowiem uwzględnia także planowanie reakcji na zmiany oraz na zaistnienie nowych, odmiennych od założeń okoliczności, które mogą pojawiać się przez cały czas trwania procesu projektowego i budowlanego. Planowanie łączy w sobie sferę dotyczącą planowania przestrzennego, określającą reguły dla zdarzeń inwestycyjnych oraz sferę odnoszącą się do konstruowania się przedsięwzięcia, obejmującą pełną identyfikację celu, napoty-

kanych zagrożeń oraz tworzenia instrukcji realizacji inwestycji. Planowanie realizacji inwestycji stanowi zatem modelowy schemat ciągłych pytań i odpowiedzi, podejmowania na ich podstawie decyzji, a w ich konsekwencji kreowania instrukcji do działania oraz tworzenia narzędzi umożliwiających wykonywanie określonych czynności.

Jedną z pierwszych i najważniejszych decyzji w procesie planowania jest wybór modelu realizacji inwestycji („buduj” vs. „projektuj i buduj”). Decyzja ta musi być zgodna z oczekiwaniami inwestora i wskazywać najlepszą drogę do realizacji celu w założonym czasie, przy utrzymaniu minimalnej wymaganej przez inwestora jakości oraz w ramach przyjętego budżetu. Aby ułatwić podjęcie decyzji o formule realizacji inwestycji, na bazie już przeprowadzonych analiz w zakresie potrzeb inwestora oraz sposobów ich zaspokojenia, zalecane jest utworzenie terminarza dyrektywnego inwestycji, ze wskazaniem głównych etapów realizacji oraz określeniem założeń dla ustalenia niezbędnych zasobów ludzkich, technicznych i finansowych.

Wyprzedzającym narzędziem dla tworzenia terminarza mogą stać się konsultacje z potencjalnymi wykonawcami inwestycji, które w przypadku zamówień publicznych prowadzone są poprzez wstępne konsultacje rynkowe uregulowane w ustawie PZP, a w zamówieniach niepublicznych – także w każdy inny sposób, gwarantujący bezstronność zamawiającego, równe traktowanie wykonawców i uczciwą konkurencję.

Kolejnym etapem opracowywania planu dla realizacji inwestycji jest określenie odpowiedzialności i ryzyk stron umowy, wskazanie obszarów ewentualnego współdzielenia się odpowiedzialnością, a także obszarów jednostronnego podejmowania działań i zarządzania ryzykiem.

Następna decyzja mająca wpływ na poprawność procesu budowlanego dotyczy uczestnictwa w jego realizacji projektantów oraz nadzoru inwestorskiego. Rekomendowane jest uwzględnienie w projektach umów odpowiednich regulacji dotyczących terminów, obowiązków i zasad współpracy pomiędzy stronami umowy i jej pośrednimi uczestnikami, dostosowanych do danego przedsięwzięcia i czasu trwania budowy. Rekomenduje się, aby projekty umów określały procedury działania w sytuacji zaistnienia pewnych okoliczności, w tym okoliczności nieprzewidywanych.

Planowanie strategii kontraktowania czy kreowania warunków współpracy dla uczestników procesu inwestycyjnego odbywa się wraz z przygotowaniem planu postępowania o udzielenie zamówienia, z wyborem trybu prowadzenia takiego postępowania, określeniem warunków przedmiotowych i podmiotowych oraz ustanowieniem kryteriów oceny ofert. To także moment, w którym uszczegóławia się budżet i harmonogram inwestorski danego przedsięwzięcia.

Planowanie może obejmować również aspekt realizacyjny, czyli ustalenie harmonogramów rzeczowo-finansowych, zasad raportowania, komunikacji, procedur realizacyjnych czy form płatności.

III. KOMUNIKACJA

Rozdział dotyczy właściwego zarządzania komunikacją w procesie inwestycyjnym. Zarządzanie komunikacją jest jednym

z czynników, który warunkuje powodzenie projektów, rozumianych także jako przedsięwzięcia polegające na realizacji inwestycji budowlanej. Przeprowadzone przez *Project Management Institute* badania wskazują, że organizacje, które wypracowały efektywne sposoby zarządzania komunikacją w projekcie kończą więcej projektów w zakładanym czasie (71%) i budżecie (76%), w porównaniu z organizacjami, które komunikują się w mało efektywny sposób (odpowiednio 37% i 48%). Wpływa to istotnie nie tylko na skuteczność projektu, ale i na wyniki całej organizacji.

Pomimo tak dużego znaczenia, zarządzanie komunikacją w projekcie jest również jednym z najczęściej niedocenianych czynników, dlatego rekomendowane jest jej usprawnienie w procesie inwestycyjnym. Komunikacja dotycząca projektu powinna rozpocząć się jeszcze przed jego wszczęciem, a zakończyć długo po formalnym zamknięciu. Procesy wymiany informacji powinny obejmować nie tylko członków zespołu projektowego, ale również wszystkie osoby, na które projekt będzie oddziaływał, zarówno przed przystąpieniem do jego realizacji, w trakcie, jak i po jego zamknięciu.

Zarządzanie komunikacją w projekcie rozumianym jako zamierzenie budowlane jest pierwszym krokiem do uzyskania oszczędności czasu i pieniędzy przez inwestora. Jest też zadaniem złożonym, wymagającym uwzględnienia specyfiki organizacji i prowadzonych przez nią projektów, różnych grup interesariuszy i ich potrzeb, a także sytuacji, w których się znajdują. Zalecane jest zatem opracowanie w każdym projekcie – bez względu na jego wielkość lub złożoność – planu komunikacji (lub inaczej planu zarządzania komunikacją). Jest to dokument, którego celem jest zidentyfikowanie, udokumentowanie i zaplanowanie potrzeb informacyjnych oraz komunikacyjnych w projekcie. Dla członków zespołu projektowego, odpowiedzialnego w większości za przygotowanie informacji, plan komunikacji może opisywać jakie dane, kiedy, do kogo i w jakim formacie powinny być dostarczone.

IV. FINANSE

Rozdział obejmuje rekomendowane rozwiązania finansowe, uwzględniające interesy obu stron procesu inwestycyjnego.

Rozwój infrastruktury gazowniczej jest jednym z kluczowych elementów rozwoju gospodarczego kraju. W Polsce większość inwestycji publicznych realizowanych jest przez firmy wykonawcze z sektora MSP. Zamawiający, korzystając z potencjału i doświadczenia firm wykonawczych będących małymi i średnimi przedsiębiorcami, powinien jednocześnie mieć na uwadze potrzeby i bariery rozwojowe tych podmiotów, aby jak najefektywniej realizować przedsięwzięcia publiczne.

Polskie przedsiębiorstwa wciąż borykają się z konsekwencjami sytuacji z przeszłości, polegającej na braku inwestycji, a w efekcie konkurovaniu przez wykonawców ceną i realizacją umów poniżej budżetów inwestorskich.

Obecnie pomimo znacznej poprawy na rynku budowlanym i zapowiadanych kolejnych dużych inwestycji w zakresie infrastruktury gazowej, wciąż istotnym problemem jest ustabilizowanie sytuacji ekonomicznej firm wykonawczych. Największe ryzyko finansowe ponosi generalny wykonawca inwestycji „projektuj i buduj”, niewiele mniejsze wykonaw-

ca robót budowlanych, doświadczając zatorów płatniczych czy finansując inwestycję w okresach, gdy wykonane prace z różnych względów, także proceduralnych, nie mogą być jeszcze odebrane.

Proces inwestycyjny jest efektywniejszy, jeśli każdy z partnerów przejmuje ten rodzaj ryzyka, którym lepiej zarządza. Przekazanie całego ryzyka finansowego jednej ze stron wypacza ideę partnerstwa i współpracy, podnosi niepotrzebnie koszty budowy, może także powodować brak zainteresowania realizacją inwestycji ze strony firm wykonawczych.

Dla wszystkich firm wykonawczych kluczowym elementem jest zagwarantowanie stabilnych źródeł dochodów zarówno w ramach pojedynczych umów, jak i wieloletnich planów inwestycyjnych, pozwalających na długofalowy rozwój działalności biznesowej. Inwestycje w branży gazowniczej powinny być zatem prowadzone w taki sposób, aby nie tylko chronić interes zamawiających, ale jednocześnie umożliwiać od strony finansowej bezpieczną działalność wykonawcom.

V. DOBRE PRAKTYKI W ZAKRESIE TWORZENIA PRAWA ORAZ KONSTRUOWANIA UMÓW

Rekomendacje w ramach niniejszego rozdziału obejmują zarówno dobre praktyki w zakresie ogólnej pojętej legislacji, jak i tworzenia konkretnych zapisów umów.

W części dotyczącej legislacji przedstawiono działania, które przedstawiciele branży gazowniczej zamierzają podejmować w celu zapewnienia ustalania „dobrego prawa”, a więc prawa, które wspiera branżę i nie blokuje prowadzenia inwestycji.

W drugiej części natomiast opisano ogólne zalecenia dotyczące kształtowania zapisów umownych odnoszących się do zakresu prac, terminów ich wykonania, odpowiedzialności stron, ich komunikacji oraz rozwiązywania sporów. W części odnoszącej się do klauzul umownych podjęto próbę ukształtowania ogólnych wzorców podejścia przy tworzeniu umowy, które nie mają za zadanie narzucenia konkretnych zapisów umowy (zapisy umowne zamawiający opracowują we własnym zakresie, dostosowując je do własnych potrzeb i doświadczeń), a jedynie uwypuklenie propozycji pożądaných w branży gazowniczej zachowań, które w swej istocie promują zasadę swobody kontraktowania z naciskiem na poszanowanie dobrych obyczajów oraz równowagi stron.

Celem przedstawionych rekomendacji jest doprowadzenie m.in. do sprawniejszej oraz bezpieczniejszej realizacji inwestycji, zmniejszenia liczby sporów pomiędzy inwestorami a wykonawcami, budowania partnerskich relacji biznesowych pomiędzy podmiotami z branży gazowniczej, wprowadzenia równowagi pomiędzy uczestnikami procesu inwestycyjnego, stabilizacji rynku wykonawców oraz możliwości realizacji planów długoterminowych.

VI. CYFRYZACJA

Rozdział ten obejmuje rekomendacje dotyczące cyfryzacji branży gazowniczej. Identyfikuje on potencjalne obszary cyfryzacji i zawiera wskazania co do cyfryzacji procesu przygoto-

wania oraz realizacji procesu inwestycyjnego, a także dalszego zarządzania infrastrukturą, z uwzględnieniem kwestii edukacji w tym zakresie oraz, co istotne, cyberbezpieczeństwa.

Załącznikiem do niniejszego Kodeksu Dobrych Praktyk jest jednocześnie „Analiza istniejących oraz dostępnych procesów i narzędzi cyfrowych” (załącznik nr 2 do KDP), zawierająca zestawienie procesów oraz narzędzi cyfrowych wykorzystywanych w procesach inwestycyjnych oraz zarządzania infrastrukturą i możliwych kierunków rozwoju w zakresie cyfryzacji procesu przygotowania i realizacji inwestycji w branży gazowniczej.

Obszary cyfryzacji

1. Krytycznym aspektem cyfryzacji jest tworzenie standardów danych, definiowanie standardów informacyjnych, metod i procedur wytwarzania informacji, zarządzanie ich rozwojem i zmianami oraz dokumentowaniem. Tam, gdzie procesy biznesowe są realizowane we współpracy różnych podmiotów i organizacji z wykorzystaniem systemów cyfrowych, standardy danych, standardy informacyjne, metody i procedury wytwarzania informacji powinny być dostępne dla interesariuszy w zakresie wymaganej wymiany informacji.
2. W zakresie cyfryzacji rekomenduje się przede wszystkim:
 - standaryzację struktur, formatów, metod i procedur wytwarzania informacji oraz protokołów jej wymiany,
 - wykorzystanie tam, gdzie to możliwe, otwartych standardów danych,
 - cyfryzację procesów komunikacji, obejmującą różne jej kanały i media,
 - przejście do obiegu dokumentów elektronicznych,
 - wspieranie infrastruktury podpisu elektronicznego oraz
 - wspieranie tam, gdzie to możliwe, kultury wolnej od papieru w komunikacji biznesowej.
3. Cyfryzacja jest procesem postępującym niezwykle szybko. Rekomenduje się wobec tego śledzenie technologii i trendów ich rozwoju oraz włączanie ich – na ile to możliwe i na ile wspiera to praktyki biznesowe danej organizacji – w perspektywie strategii informacyjnej i codziennej praktyki biznesowej.
4. Zaleca się jednocześnie stworzenie ram dla współpracy przy wypracowywaniu wspólnych standardów i zasad cyfrowej współpracy poprzez utworzenie stałego komitetu technicznego ds. cyfryzacji branży gazowniczej przy IGG.

Zespół Dobrych Praktyk IGG opracował zaktualizowany i rozszerzony „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej”, przyjęty uchwałą Zarządu IGG w sierpniu 2022 roku. Publikujemy obszerny skrót KDP, pełna wersja jest dostępna na stronie: <https://www.igg.pl/kodeks-dobrych-praktyk>

ZAŁĄCZNIK NR 1 DO KDP WZORCOWA MATRYCA RYZYK DLA KONTRAKTÓW TYPU „BUDUJ”

Poniższy podział ryzyk jest jedną z propozycji partnerskiego modelu realizacji umowy, przy czym nie stanowi on źródła dla wiążącego zobowiązania inwestora, szczególnie do wprowadzenia korekt do istniejących obecnie wzorców umownych.

Opis czynności	Zamawiający	Wykonawca
Dokumentacja i SWZ		
Kompletność i szczegółowość dokumentacji projektowej/ technicznej dla możliwości:		
1. Dokonania wyceny	X	
2. Realizacji budowy	X	
3. Ustalenia zobowiązań wykonawcy	X	
4. Rozliczenia budowy	X	
Ilości w przedmiarach lub wykazach	X	X
Dobór metod i technologii budowy, chyba że dokumentacja projektowa obejmuje ten zakres		X
Poprawność dokumentacji technicznej, projektowej na potrzeby:		
1. Dokonania wyceny	X	
2. Realizacji budowy	X	
3. Eksploatacji i użytkowania	X	
Teren budowy i dojazd		
Dostępność terenu (gruntów rolnych, leśnych, drogowych, nieruchomości prywatnych itd.) na cele:		
1. Organizacji budowy		X
2. Realizacji transportu (w tym dostaw inwestorskich)	X	X
3. Realizacji budowy	X	
4. Utrzymania dojazdu i dróg transportu		X
Zapewnienie źródeł energii i poboru wody		X
Rozpoznanie hydro-geologiczne, geotechniczne na cele:		
1. Dokonania wyceny	X	
2. Realizacji budowy	X	
3. Poprawności wykonania odwodnienia tymczasowego		X
Rozpoznanie archeologiczne, saperskie na cele:		
1. Dokonania wyceny	X	
2. Realizacji budowy	X	
3. Przeszłość w wyniku poprawnego rozpoznania archeologicznego i saperskiego		X
Rozpoznanie przyrodnicze, środowiskowe na cele:		
1. Dokonania wyceny	X	
2. Realizacji budowy	X	
3. Realizacji robót niezgodnie z wymaganiami zawartymi w decyzji środowiskowej		X
Poprawność docelowych rozwiązań technologicznych wynikających z odrębnych decyzji, zgód, pozwoleń, postanowień:		
1. W dokumentacji technicznej	X	
2. Realizowanych na budowie		X
Poprawność docelowych rozwiązań środowiskowych:		
1. W dokumentacji technicznej	X	
2. Realizowanych na budowie		X
Koszty		
Koszty bezpośrednie budowy		X
Koszty ogólne budowy w pierwotnym terminie realizacji		X
Koszty ogólne budowy w przedłużonym terminie realizacji	X	
Stołość cen jednostkowych w pierwotnym terminie realizacji		X
Stołość cen jednostkowych w przedłużonym terminie realizacji	X	
Koszty ogólne zarządu w pierwotnym terminie realizacji		X
Koszty ogólne zarządu w przedłużonym terminie realizacji	X	
Zasoby ludzkie – kadra techniczna, nadzór budowy		X
Zasoby ludzkie – zasoby produkcyjne		X

Zasoby sprzętowe		X
Nadzór		
Wybór nadzoru inwestorskiego	X	
Działania nadzoru zgodnie z umową	X	
Działania nadzoru wykraczające poza delegację uprawnień		X
Wydawanie poleceń do realizacji dla wykonawcy	X	
Realizacja robót		
Materiały – wybór dostawców:		
1. Dobór dostawców		X
2. Dostawy inwestorskie	X	
Podwykonawcy:		
1. Dobór podwykonawców		X
2. Podwykonawcy zaakceptowani przez zamawiającego	X	
3. Nieuzasadnione opóźnienie w akceptacji podwykonawców	X	
Zabezpieczenie środowiska naturalnego według postanowień dokumentacji technicznej:		
1. Poprawność docelowych rozwiązań środowiskowych według dokumentacji	X	
2. Poprawność wykonania rozwiązań środowiskowych		X
Utrzymanie porządku na terenie budowy		X
Przestrzeganie zasad wiedzy technicznej	X	X
Przestrzeganie zasad jakościowych według dokumentacji lub wytycznych		X
Przestrzeganie przepisów prawa	X	X
Zmiany przepisów prawa	X	X
Waloryzacja cen (jeśli przewidziana)	X	X
Nadzwyczajna zmiana stosunków w rozumieniu art. 357¹ KC	X	X
Przebiegi wynikające z działań osób trzecich:		
1. Błędne rozpoznanie i rozwiązania w dokumentacji	X	
2. Sytuacje nieprzewidziane w dokumentacji	X	
3. Przeszkody administracyjne (m.in. opieszałe działania organów administracyjnych)	X	
4. Przeszkody właścicielskie związane z dostępem do terenu budowy	X	
Warunki atmosferyczne:		
1. Niekorzystne warunki atmosferyczne		X
2. Wyjątkowo niekorzystne warunki atmosferyczne	X	
Warunki hydrologiczne:		
1. Niekorzystne, przewidywalne warunki hydrologiczne (np. nawodnienie gruntu)		X
2. Wyjątkowo niekorzystne, nieprzewidywalne według dokumentacji warunki hydrologiczne (np. nawodnienie gruntu)	X	
Poprawność docelowych rozwiązań technologicznych	X	
Zabezpieczenie środowiska naturalnego według postanowień dokumentacji technicznej		X
Poprawność wdrożonych rozwiązań technologicznych		X
Możliwość zrzutu wód opadowych	X	
Siła wyższa	X	
Przejęcie robót i okres gwarancji i rękojmi		
Przejęcie przedmiotu umowy przez zamawiającego mimo braku odbioru	X	
Użytkowanie przedmiotu umowy przez zamawiającego przed odbiorem	X	
Skutki użytkowania przedmiotu umowy przez zamawiającego przed odbiorem	X	
Nieodebranie przedmiotu umowy wobec jego niezgodności z dokumentacją		X
Roszczenia osób trzecich do realizacji robót:		
1. Roszczenia osób trzecich w związku z metodami prowadzonych robót		X
2. Nieodebranie robót na skutek niezgodności wykonania z opisem przedmiotu zamówienia (OPZ)		X
3. Utrzymanie i ochrona nieodebranych prac w związku z powyższym		X
4. Odpowiedzialność za zabudowany materiał (w tym dostawy inwestorskie) w przypadku wykonania robót niezgodnie z OPZ		X
5. Ujawnienie się wad w okresie rękojmi lub gwarancji		X



INNOWACYJNE TECHNOLOGIE NA RZECZ ENERGETYKI

Odnawialne źródła energii to nie tylko odpowiedź na wyzwania wynikające ze zmian klimatu i troski o środowisko naturalne, ale także **gwarancja bezpieczeństwa energetycznego**.

Działamy odpowiedzialnie z myślą o przyszłości, dlatego **inwestujemy w innowacyjne technologie, wspieramy startupy** i korzystamy z ich nowatorskich idei.

Stawiamy na wykorzystanie wodoru, produkcję biometanu, wysokojakościowe instalacje fotowoltaiczne, współpracujące z nimi pompy ciepła oraz magazyny energii.

Oznacza to **rozszerzenie naszej oferty** konsumenckiej i biznesowej oraz ważny ruch w kierunku pozyskiwania **alternatywnych źródeł energii**.