

wrzesień 2020

Przegląd gazowniczy

nr 3 (67)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**PERSPEKTYWY ROZWOJU
RYNKU GAZU**

Perspektywy rozwoju rynku gazu

19 PAŹDZIERNIKA 2020 roku

13.30–14.30
Otwarcie kongresu
Powitanie: dr Robert Perkowski, prezes IGG
Wystąpienie gości honorowych:
przedstawicieli instytucji europejskich
przedstawicieli władz państwowych.
Powołanie Komisji Uchwał i Wniosków VII KPPG

SESJA I SEKTOR GAZOWNICZY W KONTEKŚCIE EUROPEJSKIEGO ZIELONEGO ŁADU

14.30–14.45 Referat wprowadzający: Europejski Zielony Ład w gazownictwie (Ministerstwo Klimatu)
14.45–16.00 Panel dyskusyjny

SESJA II PRZYSZŁOŚĆ GAZOWNICTWA – BIOMETAN

16.20–16.35 Referat wprowadzający: Rynek biometanu w Polsce i Unii Europejskiej, Jarosław Wróbel, wiceprezes zarządu PGNiG SA
16.35–17.50 Panel dyskusyjny
18.30 Gala kongresu
Wręczenie odznaczeń państwowych
Wręczenie odznaczeń honorowych IGG oraz innych odznaczeń branżowych
Wręczenie dyplomów ukończenia studiów MBA

20 PAŹDZIERNIKA 2020 roku

SESJA III PRZYSZŁOŚĆ GAZOWNICTWA – WODÓR

9.00–9.15 Referat wprowadzający: Gazownictwo w polskiej strategii gospodarki wodorowej, dr Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju oraz Magdalena Maj, Polski Instytut Ekonomiczny
9.15–10.30 Panel dyskusyjny

SESJA IV ROLA GAZU W ENERGETYCE

10.45–11.00 Referat wprowadzający: Bezemisyjne sektory rynku energii, prof. Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
11.00–11.50 Panel dyskusyjny

SESJA V ROZWÓJ GAZOWNICTWA

11.50–12.05 Referat wprowadzający: Kluczowe obszary gazownictwa, prof. Stanisław Nagy, AGH w Krakowie
12.05–13.15 Panel dyskusyjny

Sesja VI INSTYTUCJONALNE WSPARCIE RYNKU ENERGII

14.30–14.45 Referat wprowadzający: Kluczowa rola MAP dla wzrostu efektywności firm energetycznych, Janusz Kowalski, sekretarz stanu, MAP
14.45–15.45 Panel dyskusyjny
17.00–17.30 Sesja podsumowująca
Przyjęcie uchwały VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

21 PAŹDZIERNIKA 2020 roku – WYKWATEROWANIE

PATRONAT HONOROWY



MINISTERSTWO
AKTYWÓW
PAŃSTWOWYCH



Ministerstwo
Klimatu



Urząd Regulacji
Energetyki



GŁÓWNI PARTNERZY KONGRESU



Wirus tysięcy razy mniejszy niż ziarno piasku zdołał obnażyć kruchość świata, w którym żyjemy. Oswajamy się z tym już 43 tygodnie i nie obrażamy się na ten świat.

Poszukujemy bezpiecznych form aktywności, budujemy prognozy i plany działania stosownie do okoliczności w przekonaniu, że musimy przełamać pandemiczny regres. Takie myślenie zdaje się brać górę nad strachem, który jest złym doradcą.

Z pewną nadzieją obserwujemy nadzwyczajną aktywność i kreatywność wielu środowisk politycznych, gospodarczych i społecznych, państw i organizacji międzynarodowych w poszukiwaniu ścieżek wyjścia z covidowego kryzysu.

W skali globalnej i w wielu regionach globu.

Patrząc z perspektywy naszej branży, z uznaniem przyjmujemy kumulację nowych strategii rozwoju rynku energii, w tym rynku gazu, zarówno na poziomie europejskim, jak krajowym. Europejski Zielony Ład wytycza horyzonty redukcji emisji europejskiej, a krajowa PEP 2040, właśnie ogłoszona, wytycza polską drogę i tempo dochodzenia do tego celu.

Mamy o czym dyskutować na podstawie konkretnych dokumentów strategicznych. Rzadko w przeszłości doświadczaliśmy takiego komfortu.

Jako samorząd gospodarczy sektora gazowniczego włączamy się w te debaty. Odwołany wiosną tego roku (z wiadomych powodów) VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego odbędzie się 19–21 października br.

Nasze środowisko wypowie się, co uznaje za najważniejsze kierunki rozwoju branży i skomentuje strategię UE i polskiego rządu. W tym numerze prezentujemy wiodące tematy, które podejmiemy na VII KPPG, obradującym pod

hasłem „Perspektywy rozwoju rynku gazu”.

W poszczególnych sesjach kongresowych podejmiemy analizę sektora gazowniczego w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu, odniesiemy się do przyszłości gazownictwa w obszarach rozwoju rynku biometanu i gospodarki wodorowej. W gronie przedstawicieli administracji rządowej, parlamentarzystów, liderów sektora gazowniczego, naukowców i ekspertów oraz małych i średnich firm członkowskich IGG będziemy debatować nad strategią działania naszego środowiska wobec europejskich i krajowych celów strategicznych dla naszej branży.

Z uwagą śledzimy sytuację w firmach zrzeszonych w IGG, dużych i małych. Kryzys pandemiczny nie okazał się tak groźny, jak można się było spodziewać.

Także dlatego że bardzo szybko nauczyliśmy się antywirusowej ostrożności. I możemy się spotkać, bo bardzo jest nam potrzebna kongresowa debata. Zapraszamy do udziału w obradach VII KPPG.

Jestem zaszczycony i wdzięczny członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa, że po raz pierwszy na tych łamach mogę wystąpić w roli jej prezesa.

Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa



RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, przewodnicząca,

Izba Gospodarcza Gazownictwa

Radosław Jankiewicz, PSG sp. z o.o.

Ewa Kukulska-Zając, INiG-PIB

Sławomir Lizak EuRoPol GAZ s.a.

Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ–SYSTEM S.A.

Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.

Marcin Poznań, PGNiG SA

Jerzy Rymkiewicz, PGNiG SA

Magdalena Góras, PGNiG TERMIKA SA

Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.

Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa

01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

tel. 22 631 08 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

04-120 Warszawa, ul. Gedymina 13/28

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.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Biometanową ewolucję czas zacząć.** Jarosław Wróbel, wiceprezes PGNiG SA
- 9 **Bezemisyjna energetyka.** Prof. dr Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
- 11 **Kluczowe obszary gazownictwa w procesie transformacji energetycznej.** Prof. dr Stanisław Nagy, AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
- 17 **Perspektywy rozwoju rynku gazu vs Europejski Zielony Ład.** Prof. dr Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska
- 20 **Przyszłość gazownictwa – wodór.** Dr Arkadiusz Sekściński, wiceprezes PGNiG SA ds. rozwoju
- 22 **Unia Europejska stawia na wodór.** Prof. dr Jerzy Kaleta, Politechnika Wrocławska
- 24 **Wodór jako druga twarz OZE...** Dr Grzegorz Tchorek, Uniwersytet Warszawski
- 26 **Gospodarka Wodorowa – kolejny święty Graal czy realna szansa?** Aleksander Szpor, Magdalena Maj, Polski Instytut Ekonomiczny

NASZ WYWIAD

- 30 **Promujmy potencjał IGG.** Rozmowa z dr. Robertem Perkowskim, prezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa

PRAWO

- 32 **Aktualny stan inicjatyw podejmowanych na poziomie unijnym dotyczących podwyższenia unijnego celu klimatycznego na 2030 rok i wdrożenia Europejskiego Zielonego Ładu.** Adam Wawrzynowicz, Tomasz Grzeziński, radcy prawni, wspólnicy w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy.

REPORTAŻ

- 34 **Standaryzacja regazyfikacji LNG.** Warsztaty techniczne IGG omawia Kazimierz Nowak, przewodniczący KST

PGNiG SA

- 36 **Trwa drugi konkurs INGA**

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 38 **Doradca prawny dla klientów PGNiG**
- 39 **PGNiG Obrót Detaliczny po raz kolejny docenione przez klientów**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **2,8 mln zł dla PSG na badania i rozwój**
- 41 **Dzięki Portalowi Przyłączeniowemu w trakcie pandemii nie spada zainteresowanie przyłączeniem do sieci gazowej**
- 42 **Transformacja energetyczna polskiego ciepłownictwa**

GAZ-SYSTEM

- 44 **Korytarz Północ-Południe: decydująca faza**

GAS STORAGE POLAND

- 46 **W trosce o bezpieczeństwo i czystość Zatoki Puckiej**

PGNiG TERMIKA

- 48 **PGNiG TERMIKA poprzez bloki gazowo-parowe odpowiada na kierunki transformacji**

EuRoPol GAZ s.a.

- 50 **Zakończenie kontraktu przesyłowego z „Gazprom export”**

OSOBOWOŚĆ

- 52 **TGE ma szansę stać się liderem obrotu gazem w regionie.** Sylwetkę Piotra Zawistowskiego kreśli Adam Cymer

TECHNOLOGIE

- 54 **Rola IT we wsparciu procesów transformacji energetycznej Polski.** Arkadiusz Piłat, dyrektor ds. strategicznych projektów, Transition Technologies SA
- 56 **Prace badawcze INiG-PIB w zakresie dodawania wodoru do gazu ziemnego.** Dr Jacek Jaworski, dr Ewa Kukulska-Zajac, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
- 58 **Procesy elektrochemiczne jako *game changer* gospodarki wodorowej.** Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, mgr inż. Michał Wierzbicki, Instytut Energetyki.

Na okładce: Przewiert pod Wisłą na budowie gazociągu Pogórska Wola-Tworzeń, realizowanej przez GAZ-SYSTEM.



34



46

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

8 lipca br. odbyło się w Warszawie **Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG** (szerzej na str. 6).

3 sierpnia zorganizowano posiedzenie Prezydium Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla. W związku z pandemią koronawirusa Prezydium ICE-CMM z jej przewodniczącym, dr. Arkadiuszem Sekścińskim, skorygowało budżet i plan działań na 2020 rok. Przygotowywany jest raport – repozytorium wiedzy pozyskanej przez Centrum Metanowe podczas wszystkich konferencji, z zaznaczeniem merytorycznych korzyści i efektów dla ICE-CMM. Po jego przyjęciu raport będzie opublikowany na stronie IGG (www.igg.pl).

Uchwałą Zarządu IGG z 12 sierpnia br. zatwierdzono nowy standard techniczny ST-IGG-0504:2020 *Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi*, opracowany przez ZR 31 pod kierownictwem Antoniego Zielińskiego.

7–8 września w Elku odbyły się warsztaty dotyczące standardów technicznych – Standaryzacja regazyfikacji LNG (szerzej na stronach 32–33).

W ostatnich trzech miesiącach Biuro IGG przekazało do konsultacji zrzeszonym w IGG firmom prawie trzydzieści projektów aktów prawnych, w tym m.in. projekty:

- rozporządzenia ministra rozwoju w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla niektórych urządzeń ciśnieniowych podlegających temu dozorowi,
- ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw,
- ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
- ustawy o zmianie ustawy o umowie koncesji na roboty budowlane lub usługi, ustawy „Prawo zamówień publicznych” oraz ustawy „Przepisy wprowadzające ustawę prawo zamówień publicznych”;
- ustawy o zmianie ustawy „Kodeks spółek handlowych” oraz ustawy o Krajowym Rejestrze Sądowym,
- ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw.

Przekazywaliśmy również informacje dotyczące:

- strategii Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) i możliwości finansowania projektów inwestycyjnych z obszaru sektora gazowego w Polsce,
- konsultacji strategii metanowej na poziomie Unii Europejskiej w zakresie „Mapy drogowej”,
- strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu,
- konsultacji Komisji Europejskiej na temat pierwszego planu strategicznego dla programu „Horyzont Europa w latach 2021–2024”.

Izba zrzeszonym firmom przekazała informacje w sprawie możliwości otrzymania wsparcia finansowego dla:

- projektów, które powinny być wspierane w ramach Funduszu Modernizacyjnego, mających za zadanie wspieranie inwestycji w zakresie transformacji niskoemisyjnej,
- planowanych inwestycji i ich skali (również finansowej), które mogłyby ubiegać się o finansowanie w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji.

Otrzymywane materiały IGG kieruje do Ministerstwa Klimatu.

Od 19.09.2020 roku obowiązują nowe zapisy ustawy „Prawo budowlane” i rozporządzeń wykonawczych. Izba Gospodarcza Gazownictwa prowadzi szkolenia z prawa budowlanego (w tym przepisów dotyczących bezpośrednio branży gazowniczej), skoncentrowane na zapoznaniu się z ważnymi zmianami w prawie budowlanym, dotyczącymi inwestycji liniowych, a także na zrozumieniu przepisów przejściowych oraz poznaniu pierwszych interpretacji i skutków uchwalonych zmian. Podczas szkoleń istnieje możliwość zadawania pytań na interesujące uczestników tematy. **Szkolenia IGG ze zmian w prawie budowlanym** są dedykowane firmom działającym na rynku gazowniczym, mają wymiar praktyczny i poruszają zagadnienia istotne dla projektantów, wykonawców i inwestorów. Pierwsze szkolenie zostało przeprowadzone online 24.09.2020 roku i spotkało się z pozytywnym odbiorem

uczestników. Kolejne szkolenia będą organizowane na podstawie indywidualnych zgłoszeń członków IGG.

Grupa Ekspertów ds. Wodoru

IGG w lipcu zakończyła pierwszy etap prac. Opracowany raport koncentruje się na wskazaniu tematów, które stworzą podwaliny pod gospodarkę wodorową w Polsce. Członkowie grupy wypracowali 27 projektów (częściowo wykraczających poza zakres aktualnej działalności branży gazowniczej), których realizacja wpłynie na optymalizację rozwiązań w zakresie produkcji, transportu i wykorzystania wodoru. Grupa wskazała podmioty posiadające potencjał do realizacji projektów, do których IGG skierowała propozycję współpracy. Obecnie do IGG wpływają odpowiedzi wskazujące, które tematy spotkały się z największym zainteresowaniem. Ich realizacja powinna branżę gazowniczą przygotować do wdrożenia gospodarki wodorowej w ramach tak istotnego dla Europy projektu Europejskiego Zielonego Ładu. Opracowany raport, wraz z wynikami ankiety przeprowadzonej przez IGG, został przekazany do ministerstw Klimatu i Aktywów Państwowych. Zagadnienia dotyczące wodoru jako przyszłości gazownictwa będą głównym tematem jednego z paneli kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego.

IGG listem intencyjnym wsparła innowacyjny projekt międzynarodowego konsorcjum, składającego się z podmiotów działających w sześciu krajach Unii Europejskiej (Polskę reprezentują Instytut Energetyki i PGE), dotyczący stalotlenkowej ogniwa paliwowego zasilanego mieszkankami gazu ziemnego z wodorem o różnych proporcjach. Projekt otrzymał finansowanie w ramach mechanizmu *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH-JU). IGG zamierza brać udział w najistotniejszych dla projektu wydarzeniach, koncentrując się na wymianie wiedzy.

Wkrótce startuje **XVI edycja podyplomowych studiów MBA**, organizowanych wspólnie przez IGG oraz Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów. Rozpoczęcie edycji zaplanowane jest na 22–24 października 2020 roku.

19–21 października w Łodzi odbędzie się **VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego**. Tematem dwudniowych obrad będą „Perspektywy rozwoju rynku gazu” (szerzej na drugiej stronie kwartalnika oraz na stronie internetowej IGG). Zapraszamy do udziału.

Biuro IGG



Wojciech Kietliński

W ostatnim kwartale Prezydium Zarządu IGG przyjęło w poczet firm członkowskich dziewięć firm:

- Bonett Polska S.A. (Al. Jerozolimskie 200/404, 02-486 Warszawa),
- Bonett Bohemia a.s. (Sudoměřská 1293/32, 130 00 Praha 3 Czech Republik),
- Chart Ferox, a.s., (Ústecka 30, Cz-405 30, Děčín Czech Republik),
- POLMAX Spółka Akcyjna Spółka Komandytowo-Akcyjna (ul. Poznańska 58, 66-200 Świebodzin),
- ANDREX – DAJBROWSKI spółka jawna (Brzyście 35, 39-305 Gawłuszowice),
- Gómicze Biuro Projektów PANGAZ sp. z o.o. (ul. Bratysławska 2/7, 31-201 Kraków),
- GAZ sp. z o.o. (ul. Emilii Plater 12 c, 05-870 Błonie),
- Brysiewicz i Wspólnicy sp.k., (ul. Dzielna 60, 01-029 Warszawa),
- ALSI SERWIS sp. z o.o. (ul. Korzenna 9, 61-424 Poznań).

Walne Zgromadzenie Członków IGG

8 lipca br. w Warszawie odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Na mocy statutu IGG oraz uchwały Zarządu IGG Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby rozpatrzyło i zatwierdziło sprawozdanie z działalności IGG w 2019 roku oraz Komisji Rewizyjnej, rozpatrzyło i zatwierdziło sprawozdanie finansowe IGG oraz przyjęło sprawozdanie z działalności standaryzacyjnej IGG w 2019 roku.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków podjęło uchwałę w sprawie udzielenia absolutorium członkom Zarządu IGG za 2019 rok oraz członkom Komisji Rewizyjnej.

W kolejnej części obrad odbyły się wybory uzupełniające do zarządu IGG w związku z rezygnacją dwóch jego członków: Łukasza Kroplewskiego (PGNiG SA) oraz dr. Janusza Jureczki (Państwowy Instytut Geologiczny – PIB). **Nowymi członkami zarządu zostali: dr Robert Perkowski oraz dr Arkadiusz Sekściński, członkowie zarządu PGNiG SA.** Na pierwszym posiedzeniu nowego Zarządu IGG w głosowaniu tajnym **prezesem wybrany został dr Robert Perkowski.**

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa podjęło uchwałę w sprawie przyznania odznak honorowych IGG. Obrady zakończyło przyjęcie uchwały Komisji Uchwał i Wniosków. Komisja wysoko oceniła przyjęte przez Zarząd IGG w listopadzie 2019 roku „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej” i ZWZC IGG przyjęło uchwałę, by zapisami kodeksu objąć dodatkowo producentów, dostawców i biura projektowe.

23 września br. PGNiG podsumowało 15-lecie notowań na warszawskim parkiecie.

Od giełdowego debiutu 15 lat temu Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo ponadtrzykrotnie zwiększyło swoje przychody i jest drugą pod względem kapitalizacji spółką notowaną w Warszawie. Zwrot z inwestycji w akcje PGNiG od momentu oferty publicznej przekroczył 90 procent. – *PGNiG udowadnia, że można połączyć troskę o bezpieczeństwo energetyczne kraju ze wzrostem wartości spółki dla akcjonariuszy. Konsekwentnie realizujemy oba te cele i na obu polach odnosimy sukcesy. Spółka dywersyfikuje źródła zaopatrzenia w gaz, śmiało wchodzi w nowe segmenty rynku energetycznego, a jednocześnie dba o swoją stabilność finansową i dzieli się zyskiem z akcjonariuszami* – skomentował **Jerzy Kwieciński, prezes zarządu PGNiG SA.**

PGNiG zadebiutowało na Giełdzie Papierów Wartościowych 23 września 2005 roku. Spółka od razu weszła do indeksu największych spółek WIG20, a jej kapitalizacja w pierwszym dniu notowań wyniosła 22,5 mld zł. Piętnaście lat później rynek wyceny PGNiG na 26,8 mld zł, a więc o ponad 4 mld złotych więcej niż w dniu debiutu (kapitalizacja spółki na zamknięciu notowań 22 września 2020 roku). W tym czasie przychody PGNiG wzrosły ponadtrzykrotnie – z 12 do 42 mld złotych, a skumulowany zysk netto wyniósł 28,4 mld zł, z czego 10,4 mld zł trafiło do akcjonariuszy w formie dywidendy. Biorąc pod uwagę wzrost wyceny spółki oraz kwoty wypłaconej przez nią dywidendy – zwrot z inwestycji w akcje PGNiG kupione w ofercie publicznej po 15 latach wynosi 92 procent.

23 września br. Przedstawiciele GAZ–SYSTEM, Zarządu Morskiego Portu Gdańsk i Urzędu Morskiego w Gdyni podpisali list intencyjny do-

tyczący współpracy przy realizacji programu budowy pływającego terminalu LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej.

Dokument określa rolę każdej ze stron przy budowie pływającego terminalu LNG typu FSRU. List intencyjny stanowi podstawę do zawarcia odrębnego porozumienia, które określi dokładne zasady współpracy i jej zakres między wszystkimi stronami. Obecnie GAZ–SYSTEM prowadzi badania zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe w krajowym systemie przesyłowym, który pozwoli określić parametry biznesowe dla projektu FSRU. Na obecnym etapie GAZ–SYSTEM założył postawienie w Zatoce Gdańskiej jednostki o przepustowości 4,5 mld m³ rocznie. Budowa terminalu FSRU – jako nowego punktu wejścia do krajowego systemu przesyłowego – jest odpowiedzialnością na rosące krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny. Inwestycja umożliwi rozwój rynku LNG w naszej części Europy, wpłynie też na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Umieszczenie jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej zwiększy znaczenie gospodarcze tej części wybrzeża Polski.

Budowa terminalu LNG (FSRU) została wpisana w 2020 roku na czwartą listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. *Projects of Common Interest* – PCI) w sektorze energetycznym.

14 września br. Komisja Europejska zaakceptowała wniosek o przystąpieniu GAZ–SYSTEM do Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru (*European Clean Hydrogen Alliance* – ECH2A). Jest to kolejna inicjatywa, po podpisaniu w lipcu tego roku listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej w Polsce, w którą zaangażowany jest GAZ–SYSTEM.

Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru został powołany przez Komisję Europejską, aby wesprzeć realizację inwestycji i tworzenie gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej zgodnie z założeniami Europejskiej Strategii Wodorowej, opublikowanej w lipcu br. Sojusz ma odegrać zasadniczą rolę we wsparciu działań inwestycyjnych prowadzonych w ramach całego łańcucha wartości, obejmującego produkcję, transport, magazynowanie oraz wykorzystanie wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki (np. transport, przemysł, energetyka, ciepłownictwo). W razie potrzeby Sojusz na rzecz Czystego Wodoru będzie podejmował działania mające na celu wsparcie rynku pracy i dostosowanie go do potrzeb gospodarki wodorowej. W skład sojuszu wejdą przedstawiciele przemysłu, władz krajowych, regionalnych i lokalnych oraz społeczeństwa obywatelskiego.

GAZ–SYSTEM bierze aktywny udział w kształtowaniu dialogu na temat wdrażania założeń Europejskiego Zielonego Ładu. Poprzez członkostwo w sojuszu pragniemy wskazywać, jak gaz ziemny może pełnić istotną rolę w transformacji energetycznej w Polsce i całej UE – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM.

21 września br. PGNiG Upstream Norway zawarło umowę z A/S Norske Shell, w wyniku której pozyska udziały w złożach produkcyjnych Kvitebjørn i Valemon na Morzu Północnym. Dzięki transakcji własne wydobycie gazu w Norwegii przez Grupę Kapitałową PGNiG wzrosło w 2021 roku do 0,9 mld m sześci., a więc będzie o ok. 30 proc. większe niż zakładały dotychczasowe prognozy.

Wydobywany z tych złóż gaz, wraz z wolumenami wynikającymi z wcześniejszych akwizycji zrealizowanych przez norweską spółkę PGNiG w latach 2017–2020, będzie przesyłany do Polski po uruchomieniu gazociągu Baltic Pipe.

9 września br. GAZ–SYSTEM przekazał wykonawcy tereny pod budowę miejsc lądowania gazociągu podmorskiego w Polsce i w Danii. W obu krajach nastąpiło to zgodnie z zakładanym harmonogramem.

Gazociąg podmorski połączy ze sobą gminy Rewal w Polsce oraz Faxe w Danii. W najbliższym czasie w obu miejscach będą realizowane prace związane z wytyczeniem tymczasowych dróg dojazdowych do placów budowy. Wykonawca przygotowuje także oba place budowy: m.in. zagospodaruje i ogrodzi teren, zamontuje instalacje oraz wykona przyłącza do sieci infrastruktury technicznej na potrzeby budowy. Następnie przystąpi do budowy tuneli podziemnych. Zarówno w Polsce, jak i w Danii gazociąg podmorski zostanie umieszczony w podziemnej obudowie betonowej (wykonanej metodą mikrotunelingu). Dzięki poprowadzeniu instalacji pod linią brzegową oraz ominięciu plaży i klifów zminimalizowany zostanie ewentualny wpływ inwestycji na otoczenie. Brzeg morski, a także pas wydm i klif pozostaną nienaruszone.

Wykonawcą gazociągu podmorskiego oraz miejsc jego połączenia z infrastrukturą lądową jest firma Saipem Limited. W najbliższym czasie wykonawca rozpocznie również przedmontażowe badania na Morzu Bałtyckim, które będą prowadzone wzdłuż trasy przyszłego gazociągu podmorskiego.

3 września br. PKN ORLEN i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoczynają analizę możliwości realizacji wspólnych inwestycji w energetykę gazową i biogaz. Zarządy obu spółek podpisały list intencyjny dotyczący potencjalnej współpracy przy budowie bloku parowo-gazowego w Ostrołęce oraz rozwoju biogazowni.

28 sierpnia br. Toyota Motor Poland oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisały umowę o współpracy przy rozwoju technologii wodorowej w Polsce. W ramach porozumienia powstanie m.in. pilotażowa stacja tankowania wodorem. Ogłoszony w maju badawczy program wodorowy PGNiG obejmuje produkcję wodoru, w tym zielonego wodoru wykorzystującego odnawialne źródła energii, magazynowanie wodoru i jego dystrybucję, a także zastosowanie w energetyce przemysłowej. Elementem programu jest także eksploatacja stacji tankowania pojazdów wodorem, która powstanie na warszawskiej Woli. PGNiG podpisało już umowę z konsorcjum polsko-brytyjskim na jej projekt i budowę.

24 sierpnia br. Blok gazowo-parowy Elektrociepłowni Stalowa Wola zsynchronizowany z siecią. – *Synchronizacja turbozespołu gazowo-parowego kończy realizację inwestycji, potwierdzając możliwość produkcji energii elektrycznej i ciepła z udziałem obydwu turbin: gazowej i parowej* – wyjaśnił **Wojciech Ignacok, prezes zarządu TAURON Polska Energia**. – *Przed jednostką etap optymalizacji, strojenia i regulacji oraz testów.* Blok gazowo-parowy w Stalowej Woli będzie pracował w kogeneracji – zapewni 450 MW mocy elektrycznej dla krajowego systemu energetycznego oraz dostawy ciepła dla mieszkańców Stalowej Woli i Niska. Jednostka będzie mogła zasilić w energię elektryczną 1,2 mln gospodarstw domowych.

30 lipca br. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz jej niemiecka spółka zależna PGNiG Supply & Trading GmbH 30.07.2020 roku skierowały do Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie pismo wyrażające wolę udziału w postępowaniu sądowym dotyczącym derogacji od stosowania przepisów III Pakietu Energetycznego UE dla gazociągu Nord Stream 2 w charakterze aktywnych uczestników. Postępowanie zostało zainicjowane na skutek odwołania wniesionego przez Nord Stream 2 AG wobec niekorzystnej dla niej decyzji niemieckiego regulatora rynku energetycznego (Bundesnetzagentur) z 15 maja 2020 roku.

Aktywne uczestnictwo w postępowaniu zagwarantuje PGNiG SA i PST prawo uczestniczenia w rozprawach, dostęp do akt postępowania sądowego oraz odnośnienie się do stanowisk prezentowanych przez strony – Nord Stream 2 AG oraz niemieckiego regulatora ryn-

ku energetycznego. W ocenie GK PGNiG taka forma uczestnictwa w postępowaniu pozwoli na najbardziej skuteczną ochronę interesów spółek oraz Rzeczypospolitej Polskiej.

W lipcu GAZ-SYSTEM podpisał ostatnie dwie umowy na wykonanie robót budowlanych na południowym odcinku interkonektora Polska-Litwa (GIPL). Zakontraktowane zostały także dostawy rur i armatury. GIPL na całym odcinku wchodzi w fazę budowlaną.

Na wykonawcę robót budowlanych pierwszego zadania na odcinku GIPL Południe wybrano konsorcjum ROMGOS+TOLOS. Wybuduje ono gazociąg na trasie od Tłoczni Gazu Hołowczyce I wraz z układem włączeniowym do granicy województwa mazowieckiego w miejscowości Gnaty Soczewka o długości około 72,5 km. Wartość kontraktu wynosi ponad 171 mln zł.

Z kolei wykonawcą robót budowlanych na trasie drugiego zadania (około 84,7 km) od granicy województwa mazowieckiego w miejscowości Gnaty Soczewka do wsi Rudka Skroda (województwo podlaskie) została firma PORR S.A. Podpisana 29 lipca umowa opiewa na kwotę około 244 mln zł.

– *Podpisanie ostatnich umów na prace budowlane w ramach GIPL oznacza, że mamy komplet wykonawców dla tego projektu. Inwestycja na całej trasie gazociągu jest na etapie realizacyjnym. Projekt interkonektora Polska-Litwa to impuls dla rozwoju gospodarczego północno-wschodniej Polski i bezpieczeństwa energetyczne państw regionu bałtyckiego* – powiedział **Artur Zawartko, wiceprezes zarządu GAZ-SYSTEM**. 16 lipca wybrano również wykonawcę nadzoru inwestorskiego (WNI) dla całości odcinka południowego interkonektora gazowego Polska-Litwa (około 157,2 km). Została nim firma ECMG GmbH.

7 lipca br. spółka podpisała Polskie Porozumienie Wodorowe – list intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej. Inicjatorem tego projektu jest Ministerstwo Klimatu.

GAZ-SYSTEM przyłączył się do inicjatywy wodorowej, uznawanej przez Ministerstwo Klimatu za jeden z elementów budowy niskoemisyjnej gospodarki w Polsce. Sygnatariusze porozumienia, tj. GAZ-SYSTEM wspólnie m.in. z PGNiG, Grupą Azoty, PKN ORLEN i Grupą Lotos, deklarują podjęcie współpracy na rzecz badań i rozwoju technologii wodorowych w Polsce.

Spółka na bieżąco monitoruje postępy w pracach nad koncepcjami umożliwiającymi w przyszłości wykorzystanie wodoru jako nośnika energii w różnych sektorach gospodarki. Analizuje także potencjalne możliwości transportu wodoru gazową siecią przesyłową.

3 lipca br. Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu przyjął jubileuszowy, setny statek skroplonego gazu ziemnego, który przyplłynął z Kataru.

Zamówiony przez PGNiG metanowiec o nazwie Al Safliya dostarczył w piątek, 3 lipca 2020 roku, ok. 90 tys. ton LNG od firmy Qatargas. Po regazyfikacji odpowiada to ok. 120 mln m sześć. gazu ziemnego. – *Oddanie do użytkowania terminalu LNG w Świnoujściu w 2016 roku pozwoliło realnie rozpocząć proces zmniejszania zależności Polski od dbającego o swój monopol rosyjskiego dostawcy. Dzięki inicjatywie i determinacji Prezydenta Lecha Kaczyńskiego powstał projekt budowy gazoportu. Baltic Pipe oraz Korytarz Północ-Południe to kolejne elementy bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Te inwestycje pozwalają polskiemu rządowi realizować strategię suwerenności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw. Dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw gazu pozwoli Polsce pełnić wiodącą rolę*

dokończenie na str. 66

Biometanową ewolucję czas zacząć

Jarosław Wróbel

11 grudnia 2019 roku Komisja Europejska opublikowała założenia Europejskiego Zielonego Ładu. Wdrożenie Europejskiego Zielonego Ładu wymaga przemyślenia od nowa strategii politycznych w zakresie dostaw czystej energii w całej gospodarce, ze szczególnym uwzględnieniem sektorów: przemysłu, produkcji i konsumpcji, infrastruktury, transportu, żywności i rolnictwa, a także budownictwa.

Jedną z głównych inicjatyw Komisji Europejskiej w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej jest strategia *Smart Sector Integration* (SSI), opublikowana w 9 lipca 2020 roku. Dokument przedstawia wizję przyspieszenia transformacji w kierunku zintegrowanego systemu energetycznego, wspierającego budowę gospodarki neutralnej klimatycznie w sposób możliwie korzystny kosztowo we wszystkich sektorach gospodarki. Główne założenia to szersza elektryfikacja wykorzystania energii elektrycznej na bazie rosnącego potencjału OZE w zakresie wytwarzania oraz wykorzystanie odnawialnych i czystych paliw.

W założeniach polityki Komisji Europejskiej duży nacisk położono na rozwój technologii biogazu, która ma służyć zmniejszeniu zużycia paliw kopalnych (poprzez wykorzystanie go do produkcji tylko energii elektrycznej lub energii elektrycznej łącznie z ciepłem w ramach technologii kogeneracyjnych) albo wtłaczania do sieci gazowej po uprzedniej konwersji do postaci biometanu. Podkreślono, że biometan zgromadzony w infrastrukturze gazowej może służyć jako swego rodzaju magazyn energii, wykorzystywany, gdy dostępność innych rodzajów energii z OZE jest ograniczona. Dążenie do realizacji powyższych celów wymaga jednak podjęcia kompleksowych działań w poszczególnych obszarach sektora energetycznego.

Istotnym elementem wspierającym prowadzenie transformacji energetycznej we wskazanym powyżej kierunku jest promowanie technologii tzw. gazów odnawialnych, ze szczególnym uwzględnieniem roli biometanu. Przyjmuje się bowiem, że obok technologii związanych z produkcją zielonego lub niebieskiego wodoru, to właśnie rozwój rynku biogazowni oraz powiązanej z nim produkcji biogazu i biometanu będą stanowiły istotny impuls transformacyjny dla unijnego rynku gazu ziemnego. Istotne jest bowiem podjęcie działań zmierzających do reformy sektora gazowego w taki sposób, aby mógł on stanowić element skutecznie wpisujący się w obecną politykę prowadzoną na poziomie unijnym, będąc jednocześnie konkretnym wsparciem dla działań podejmowanych na rzecz budowy gospodarki neutralnej klimatycznie. Ma to znaczenie zwłaszcza dla krajów z regionu Europy Środkowo-Wschodniej, w dużym stopniu uzależnionych od paliw kopalnych, w których osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie wymagało większego wysiłku, połączonego ze znacznymi nakładami finansowymi.

Według szacunków Komisji Europejskiej, ogólny potencjał zwiększonej produkcji biogazu z odpadów powinien w perspektywie 2030 roku kształtować się na poziomie 2,7–3,7% całkowitego zużycia energii w Unii Europejskiej. Tak wysoka prognoza w odniesieniu do produktu, którego wytwarzanie może być realizowane w ramach tzw. obiegu zamkniętego, bez udziału jakichkolwiek czynników spoza Unii Europejskiej, świadczy jednoznacznie o tym, że produkty biogazowe i biometanowe powinny być jednym z priorytetowych elementów w kształtowaniu przyszłego miksu energetycznego w ramach Unii Europejskiej.

Obecny stan rozwoju rynku biometanu w UE uzasadnia podejmowanie działań zmierzających do wspierania rozwoju tego sektora. W wybranych państwach członkowskich segment ten dynamicznie urósł dzięki wdrożonym systemom wsparcia, przy czym w ostatnich latach obserwowany wzrost unijnego rynku biometanu jest niewystarczający z perspektywy możliwych do osiągnięcia celów. Wdrożenie odpowiednich środków wsparcia ma zasadnicze znaczenie dla dalszego rozwoju sektora produkcji biometanu. Zarówno wielkość, jak i czas trwania wsparcia operacyjnego dla biometanu różnią się bowiem znacznie w poszczególnych krajach i regionach.

Promowanie wspólnych rozwiązań stymulujących rozwój rynku biometanu jest o tyle uzasadnione, że produkt ten pozwala na ograniczenie poziomu emisji gazów cieplarnianych, z jednoczesnym zarządzaniem problemem zwiększającej się ilości odpadów. Jest to zagadnienie szczególnie istotne w kontekście rosnących kosztów związanych z zarządzaniem odpadami oraz postępowaniem realizowanym w recyklingu.

Warto w tym miejscu wskazać na szerokie grono interesariuszy zainteresowanych sukcesem branży biogazu i biometanu, do którego można zaliczyć nie tylko sektor energetyczny, ale również rolników poszukujących zagospodarowania produktów ubocznych prowadzonej działalności, traktowanych jako odpady. Sektor gospodarowania odpadami, w wielu częściach Unii Europejskiej obecnie niewydolny i niedostosowany do wymogów związanych np. z segregacją odpadów, mógłby również zostać beneficjentem tego modelu poprzez uporządkowanie wybranych procesów oraz zmniejszenie obciążeń dotyczących utylizacji odpadów biodegradowalnych, posiadających potencjał do wykorzystania w segmencie energii odnawialnej.

Intensyfikacja produkcji biometanu i wykorzystywanie go na szeroką skalę pozwoliłyby „zazielenić” infrastrukturę gazową. Jest to bowiem paliwo, które umożliwia zredukowanie poziomu emisji metanu, rozwiązując jednocześnie problem utylizacji odpadów biodegradowalnych. Biometan obok wodoru stanowi bowiem zieloną alternatywę wobec konwencjonalnych paliw gazowych, przy czym obecna technologia pozwala na doprowadzenie biometanu do parametrów technicznych umożliwiających jego mieszanie z konwencjonalnym gazem ziemnym. Wykorzystanie biometanu (ale także wodoru) jako paliwa transportowanego istniejącymi sieciami gazowymi pozwoli kontynuować eksploatację istniejącej infrastruktury gazowej.

Warto również podkreślić, że wsparcie rozwoju sektora biometanu przyczyni się istotnie do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego z uwagi na jego produkcję wewnątrz Unii Europejskiej, wspierając przy tym koncepcję budowy gospodarki o obiegu zamkniętym oraz istotnie ograniczając ekspozycję na czynniki zewnętrzne związane z bezpieczeństwem dostaw. Pozwoli to ograniczyć możliwość generowania przez podmioty z państw trzecich presji cenowej czy nadużywania dominującej pozycji w obszarze dostaw z sektora upstream. Ogromną wartością dodaną z perspektywy państw członkowskich oraz Unii Europejskiej będzie szersze wypromowanie biometanu jako istotnego źródła energii, którego pełen łańcuch dostaw od procesu produkcyjnego, poprzez transport, aż po zużycie przez odbiorcę końcowego odbywa się na terytorium Unii Europejskiej. Warto również podkreślić, że statystyczna biometanownia w Europie produkuje około 3,7 mln m³ biometanu rocznie, co będzie skutkowało budową systemu rozproszonego, charakteryzującego się niską ekspozycją na ewentualne awarie pojedynczych instalacji.

Aby ta wizja mogła się w Polsce ziścić, niezbędne jest pilne podjęcie decyzji w aspekcie następujących zagadnień:

- umożliwienia wytwórcom biogazu rolniczego, wytwarzającym go na potrzeby wprowadzenia do sieci gazowej, skorzystania z mechanizmu wsparcia,

- stworzenia ram prawnych, umożliwiających obrót biometanem wprowadzonym do sieci i realizację obowiązków nałożonych na odbiorców końcowych w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych poprzez zakup biometanu,
- rozstrzygnięcie kwestii technicznych związanych z wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej.

W Polsce sieci gazowe nie są przystosowane do przyłączenia rozproszonych źródeł paliwa gazowego – biometanowni, w związku z tym, jeśli założymy potrzebę produkcji i wykorzystania „zielonego paliwa”, jakim jest biometan, konieczna jest przebudowa istniejących sieci gazowych dystrybucyjnych m.in. przez:

- łączenie „stref chłonności” poprzez budowę sieci gazowych umożliwiających dystrybucję wytworzonego w biometanowni paliwa gazowego w sposób ciągły,
- wymianę istniejących sieci gazowych na gazociągi o większej średnicy, zapewniające możliwość dystrybucji większych ilości paliwa gazowego,
- budowę instalacji sprężających i przetłaczających paliwo gazowe z sieci gazowej średniego ciśnienia do gazociągów podwyższonego i wysokiego ciśnienia,
- budowę kawernowych magazynów gazu, pozwalających na większą elastyczność pracy sieci gazowych związaną z przyjęciem „zielonego paliwa”.

W powyższym kontekście w polskich warunkach biogazownie wydają się bardzo interesującą koncepcją realizacji w praktyce energetyki rozproszonej opartej na działaniu około 2000 biogazowni jako energetycznych centrów wyspowych, rozmieszczonych na terenie całego kraju. Co bardzo ważne, system ten mógłby powstać do 2030 roku przy znaczącym wsparciu środków unijnych i wpisać się w realizację przez Polskę idei Zielonego Europejskiego Ładu.

Jarosław Wróbel, wiceprezes zarządu PGNiG SA

Bezemisyjna energetyka

Konrad Świrski

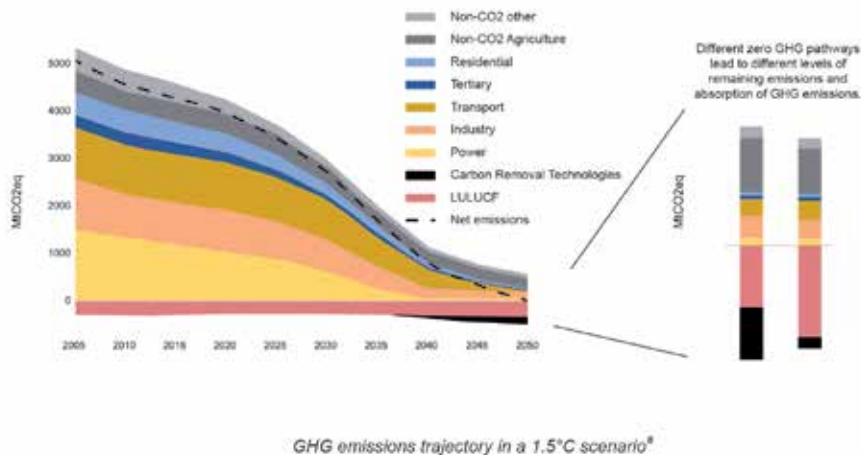
W obecnych czasach najważniejsza jest chwytliwa i marketingowa nazwa. Zmieniają się dynamicznie już nie tylko produkty, marki czy firmy – szybko zmieniają się też wizje polityczne i programy. Jeszcze nie opuściliśmy „polityki klimatycznej”, a już mamy Zielony Ład (*Green Deal*) – coś, co wyznacza nam strategię zmian w energetyce (i nie tylko) na najbliższe kilkadziesiąt lat. Siłą *Green Deal* jest właśnie wizja i pewnego rodzaju „nieokreśloność”. Nie wiemy dokładnie, jak nasz świat ma wyglądać, ale wiemy na pewno, że ma być bezemisyjny (w rozumieniu emisji CO₂) i to już w 2050 roku – to podstawowe założenie *neutrality CO₂*. Jednym z nielicznych konkretnych rysunków pokazywanych przez europejskie programy tuż przed szczytem klimatycznym COP 24 w Katowicach (a więc kilka lat temu), który – jak widać na rysunku 1 – przedstawiał trajektorię zmian obniżenia emisji we

wszystkich sektorach gospodarki UE. Obszar energetyki to żółta przestrzeń, która znika już prawie zupełnie... w 2040 roku. Mamy więc prognozowany zmierzch paliw kopalnych; w dodatkowych materiałach programowych UE możemy wyczytać, że nieliczne pozostałe instalacje emitujące CO₂ będą po 2040 roku wyposażone w układy wychwyty i składowania (utylizacji) CO₂ (CCS/CUCU).

Siłą *Green Deal* jest właśnie owa nieokreśloność. Wiemy, że mamy coś zrobić, lecz nie wiemy jak, ale wiemy, że tego dokonamy (albo zmienimy trochę daty i wykresy). Najważniejsze, że wizja pozostaje stabilna. *Green Deal* nie został zatrzymany przez koronawirusa, a paradoksalnie – COVID-19 tylko go wzmocnił (co widać po ostatnich spotkaniach UE).

Jak można to osiągnąć w polskich warunkach? Czy możemy zmieniać nasz *energy mix*, aby dogonić europejskie marzenia

Rysunek 1. Trajektoria zmian emisji CO₂ w UE (materiały *pre COP 24*) 2018 (obecnie występująca tylko w historycznych wersjach strony)

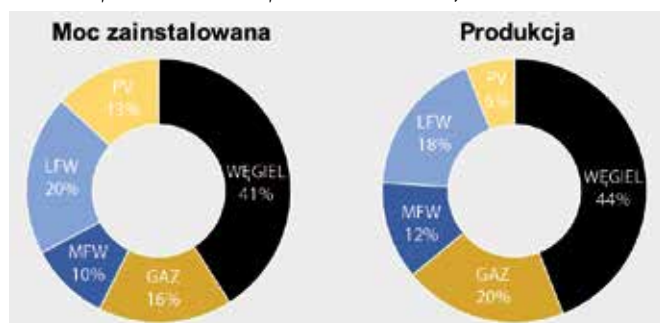


http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-18-6545_en.html

i wizje? Trudno planować rok 2050 wobec bardzo szybkich zmian technologicznych (koszt i dostępność), zmian regulacyjnych UE (np. kolejnych rewizji systemu ETS) oraz innych czynników (koro-nawirus, nieznane uwarunkowania i turbulencje polityczne). Być może, można rysować strategię zwrotu w kierunku niskoemisyjnej energetyki w *energy mix* 2030 jak poniżej, oczywiście przy założeniu prawie zerowego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną (co wobec ostatnich problemów covidowych, a także przy szybkim postępie efektywności energetycznej wydaje się już bardziej prawdopodobne niż wcześniejsze założenia o ciągłym wzroście zużycia energii).

Na co należy stawiać – wiatr na morzu (oczywiście pytanie, czy będzie to realny program), wiatr na lądzie (mówi się o odblokowaniu ustawy „10 h”) oraz fotowoltaikę (dynamicznie rosnąca w sektorze prosumentów, ale są też pierwsze projekty wielkoskalowe). Systemy aukcyjne i koszt energii elektrycznej pokazują wzrost konkurencyjności technologii zeroemisyjnych (oczywiście, należy porównywać *apples to apples*) – to ceny przy pierwszeństwie dostępu do sieci i bez konieczności kompensacji zmiennej generacji. Do tego dochodzi rosnący nacisk na przedsiębiorstwa produkcyjne – w kolejnej dekadzie koniecznością dla utrzymania się na rynku z produktami będzie pokazanie, że wytwarza się je z wykorzystaniem wyłącznie zeroemisyjnego zużycia energii.

Nawet przy tak ambitnym programie zeroemisyjnym, sama realna „neutralność klimatyczna” Polski do 2050 roku jest bardzo wątpliwa. Pojawiają się opracowania sugerujące lata 2057–2060. Jednocześnie, możemy stanąć wobec obligatoryjnego zakazu



Rysunek 2. Niskoemisyjny *energy mix* 2030 (LFW – lądowe farmy wiatrowe, MFW – morskie, PV – fotowoltaika)

używania węgla w 2040 roku (a może i wcześniej – pamiętajmy, że Niemcy to 2038 rok), a może wobec tego dotkną nas i restrykcje gazowe (na pewno na początku dla energetyki zawodowej bez ciepłownictwa). Znowu łatwo (szczególnie z opcji GD) pokazywać ścieżki zmian na papierze. Realnie problemem jest sam czasokres (technicznie) inwestycji plus dostępność zasobów, nie mówiąc o pieniądzach (co jest najtrudniejsze).

Gdzie w tym świecie jest miejsce dla gazu? Zwyczajowo – do tego się już przyzwyczailiśmy – gaz przedstawiany jest jako paliwo przejściowe, zastępujące węgiel w generacji energii i wypełniające rolę bilansowania i backupu OZE. Istotne są także (niedostrzegane na Zachodzie) – wielkie sieci ciepłownicze i zasilanie miast.

Niezbędna konwekcja polskiej energetyki na gaz – większe elektrownie zawodowe (to już prawdopodobnie w mniejszym zakresie), ale głównie elektrociepłownie – pewnie jedyna droga wobec nowych BAT w ciepłownictwie i konieczności zmian nieefektywnych (w europejskim pojęciu efektywności) krajowych systemów ciepłowniczych.

A co z finansowaniem? Gdzie znaleźć środki na inwestycje i modernizację? Tu na razie *Green Deal* jest znacznie mniej konkretny i ostatnie europejskie spotkania przynoszą tylko zaostreżenie zasad. Wydaje się, że można liczyć na europejskie dotacje i kredyty tylko dla technologii całkowicie bezemisyjnych (odnawialnych). Wciąż obowiązują wytyczne EBI z listopada 2019 roku (250 g CO₂/kWh) – nieosiągalne dla gazu, a bezpośrednio *Green Deal* i jego mechanizmy (*Just Transition Fund*) to obietnice wciąż dyskutowane i spełniające raczej rolę marketingową (mówimy o gotówce w wysokości kilku miliardów euro wobec potrzeb inwestycji sięgających setek miliardów w perspektywie 2050 roku). Należy jednak liczyć się z ograniczeniami nowych funduszy i skupieniem się tylko na technologiach zupełnie bez CO₂ (wobec tego i bez gazu), co prowadzi do dość trudnych wniosków, a mianowicie, że liczyć należy na siebie i tylko częściowe wspomaganie środkami unijnymi.

Jest jeszcze jedna ścieżka „gazowa” – gaz próbuje bronić się w powiązaniu z wodorem i rozważane są koncepcje przyszłego zastąpienia turbin gazowych turbinami na wodór (niektórzy producenci już dziś oferują maszyny na 30% zasilanie H₂). Oczywiście są kłopoty z rurociągami, przesyłem, badaniami, samą produkcją wodoru itp., ale gospodarka wodorowa i programy „transformacji wodorowej” w całej Europie są w toku i w ten sposób gaz staje się paliwem przejściowym do gospodarki obiegu zamkniętego – wodorowego.

Świat zmienia się szybko, a zeroemisyjna gospodarka nie jest już czystą fikcją. Popatrzmy, jak kiedyś sceptycznie myśleliśmy o energetyce bez węgla, co dziś jest już właściwie przesądzone. Czy będzie też energetyka bez gazu? W perspektywie 2050 roku powinniśmy być do tego coraz bardziej przygotowani.

Prof. dr Konrad Świrski, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska, prezes Transition Technologies SA

Kluczowe obszary gazownictwa w procesie transformacji energetycznej

Stanisław Nagy

Temat neutralności klimatycznej wprowadzony przez sformułowanie i ogłoszenie w grudniu 2019 roku programu Komisji Europejskiej „Europejski Zielony Ład” [3] stał się wiodącym tematem dyskusji dotyczącej polityki gospodarczej. Wyzwania energetyczne w zakresie aktywnej promocji transformacji energetyki opartej na węglu w kierunku wykorzystania innych, niskoemisyjnych technologii są przedmiotem sporów technicznych, ekonomicznych, ekologicznych i politycznych. Niezależnie od wyników tych dyskusji i ustaleń politycznych państw UE, dotyczących tempa przemian, wydaje się, że stoimy pod przymusem wprowadzenia tych zmian w bieżącym i następnym dziesięcioleciu. Konieczna będzie redefinicja celów polityki energetycznej, ponowne ustalenie pośrednich celów klimatycznych i sformułowanie ścieżki tych przemian.

Polska nie jest przygotowana do tych wyzwań ani mentalnie, ani technologicznie, ani finansowo, ani politycznie. Przez ostatnie dziesięciolecie słyszeliśmy całkiem wyraźnie z różnych środowisk zarządzających (od czasów transformacji ustrojowej w 1989 roku) stanowisko podtrzymujące klasyczną (od lat 70.) doktrynę samowystarczalności energetycznej opartej na energetyce węglowej i krajowych zasobach węgla kamiennego i brunatnego. Z zadowoleniem obserwuję próbę sformułowania w Polsce nowej strategii energetycznej w następnych latach, spójnej (przynajmniej w części) z polityką UE.

Polityka klimatyczna UE

Przemysł gazowniczy i przemysł naftowy w najbliższych trzech dekadach będzie pod silną presją opinii publicznej oraz regulacji rządowych (unijnych) w zakresie redukcji i eliminacji emisji dwutlenku węgla w związku z ogłoszeniem i wdrożeniem programu Europejski Zielony Ład, co wynika z realizacji porozumienia paryskiego na ONZ-owskim Międzyrządowym Panelu ds. Zmian Klimatu (COP 21 w Paryżu) [17]. Unia Europejska przedstawia cztery główne drogi prowadzące do niskoemisyjnego, zrównoważonego, konkurencyjnego i bezpiecznego systemu energetycznego w 2050 roku, i osiągnięcia neutralności emisyjnej [3].

Wymagania UE zakładają obniżenie emisji z energetyki węglowej poprzez zastąpienie jej energetyką opartą na OZE (wiatrową i fotowoltaiczną), czemu ma towarzyszyć likwidacja wydobycia węgla energetycznego. Teoretycznie, gaz ziemny, również paliwo kopalne wytwarzające CO₂ podczas spalania, traktowany jest jako paliwo przejściowe [6, 20], jednak głębsza analiza scenariuszy rozwoju wskazuje, że powinien on pozostać nośnikiem energii jeszcze przez długi czas – nawet do końca XXI wieku [4, 10, 14, 15, 18].

Wodór uważany jest za paliwo odnawialne w przyszłości, jednak wytwarzanie wodoru metodą elektrolizy nadal jest wyzwaniem ekonomicznym, dlatego wydajność otrzymywania wodoru z energii odnawialnej będzie czynnikiem, który może decydować

o sukcesie nowej technologii. Raport IEA, przygotowany na wniosek Japonii dla G-20 [5], stwierdza, że wykorzystanie czystego wodoru ma obecnie znaczny potencjał wynikający z polityki klimatycznej, a liczba projektów badawczych i wdrożeniowych na całym świecie gwałtownie rośnie [16].

Sformułowana ostatnio (w 2020 roku) nowa, długoterminowa strategia wodorowa [19] jako remedium na negatywne skutki zmian klimatycznych może rzeczywiście przyczynić się do zmniejszenia emisji CO₂ w połowie XXI wieku, ale nie ma pewności, czy uda się te nowe, projektowane do biznesowego wykorzystania technologie wprowadzić do gospodarki.

W kontekście realizacji strategii wodorowej UE system gazowniczy ma ogromną rolę do spełnienia w następnych kilku dekadach, niezależnie od strategii zastępowania gazu ziemnego, jako mniej emisyjnego paliwa kopalnianego, w energetyce [6, 10, 18].

Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski do 2050 roku

Założenia polityki energetycznej przedstawiane do opinii w 2018 i 2019 roku muszą zostać zrewidowane z dwóch powodów. Po pierwsze, istnieje konieczność dostosowania polskiej gospodarki do celów klimatycznych UE. W tym kontekście mówimy już nie tylko o energetyce niskoemisyjnej, ale o całej gospodarce niskoemisyjnej, zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu. Drugim powodem jest załamanie się klasycznego systemu górnictwa węglowego, połączonego z energetyką zawodową na skutek zwiększenia obciążeń emisyjnych CO₂ i równocześnie zwiększenia importu węgla spoza UE. O ile w zakresie ograniczenia importu węgla można sobie wyobrazić system taryf granicznych – jako opłaty węglowej – co prawdopodobnie będzie nowym instrumentem proklimatycznym UE [3, 13, 19, 20, 21].

Polityka Unii Europejskiej zakłada działania ograniczające emisję z paliw kopalnych w energetyce, transporcie i przemyśle. W tym rozumieniu gaz ziemny jest „brudnym” paliwem, szko-

dającym klimatowi, jednak bez niego nie uda się dokonać transformacji gospodarki. Pojęcie „dekarbonizacji gospodarki” w kontekście nowej polityki klimatycznej UE obejmuje „dekarbonizację przemysłu gazowniczego”, podobnie jak „dekarbonizację przemysłu stalowego”, „dekarbonizację transportu”, „dekarbonizację przemysłu cementowego” itd. Jednym z pomysłów akceptowanych przez Komisję Europejską, wspomagających obniżenie antropogenicznej emisji CO₂, jest wprowadzenie zielonego wodoru (czyli uzyskanego z elektrolizerów napędzanych energią z OZE) oraz biometanu do gospodarki traktowanej *sensu largo* (przemysł, transport, energetyka). Działania te, jako element gospodarki wodorowej, powiązane są z wprowadzaniem pakietem klimatycznym: mogą być kontrowersyjne głównie z uwagi na problem dojrzałości technologicznej i całkowite koszty realizacji strategii.

Niezależnie od tego, czy gospodarka wodorowa (wykorzystująca tzw. zielony wodór) osiągnie sukces, przemysł gazowniczy będzie ważnym elementem rozwoju gospodarki europejskiej, w tym także gospodarki polskiej. Konieczność zastąpienia energetyki węglowej przez technologie energetyczne bazujące na OZE, paradoksalnie, będą wymagały dużego wsparcia sektora gazowniczego [14, 15]. Polska nie ma wystarczającego potencjału OZE (potencjału farm fotowoltaicznych i wiatrowych) do zastąpienia energetyki węglowej. Dyskusje odnośnie do rozwoju energetyki jądrowej w polityce energetycznej nie przekładają się na decyzje inwestycyjne, z kolei planowany rozwój energetyki jądrowej stoi w opozycji wobec wygaszania energetyki atomowej u najważniejszego sąsiada Polski. Wzrost udziału OZE w miksie energetycznym będzie powodował zaburzenia stabilności systemu energetycznego.

Kluczowe projekty inwestycyjne dla rynku gazu

W perspektywie następnych 20–30 lat sektor gazowniczy musi zmierzyć się z wyzwaniami wykreowanymi przez politykę klimatyczną UE. W bieżącym dziesięcioleciu sektor gazowniczy nadal powinien rozwijać swoją podstawową działalność w zakresie łańcucha procesów: pozyskania, uzdatniania, transportu i utylizacji gazu ziemnego – przygotowując się aktywnie do projektowanej rewolucji energetycznej. W perspektywie kolejnych lat (2030–2050) należy spodziewać się znacznych zmian

Raport TEG odnośnie do rekomendacji projektów zrównoważonych klimatycznie, rekomendowanych i odrzuconych przez taksonomię klimatyczną [21].

Projekty uznane jako zrównoważone (zaakceptowane do wsparcia finansowego)	Projekty uznane jako powodujące znaczną emisję CO ₂ (odrzucone, usunięte z listy wsparcia)
Proponowany do generowania energii elektrycznej nadrzędny próg emisji 100 g CO ₂ e/KWh	Kontynuacja wytwarzania energii z węgla
Produkcja energii elektrycznej z energii słonecznej, wiatrowej, oceanicznej, wodnej, geotermalnej, gazowej i bioenergetycznej	Kontynuacja wytwarzania energii z paliw gazowych
Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	Nowa infrastruktura gazowa i gazociągi do przesyłu
Magazynowanie energii	Rozbudowa sieci gazowej (bez podłączenia instalacji biogazowych)
Produkcja biomasy, biogazu lub biopaliw	Uprawy sekwencyjne
Modernizacja sieci przesyłu i dystrybucji gazu	Magazynowanie gazu ziemnego
Kogeneracja oraz energetyka biogazowa/biometanowa	Produkcja pojazdów z bezpośrednimi emisjami (TTW) powyżej 50 g CO ₂ e/100 km po roku 2025
Beztlenowy osad ściekowy, bioodpady	Infrastruktura do tankowania biopaliw
Wychwytywanie gazu wysypiskowego i wykorzystanie energii wytworzonej z wysypisk	
Bezpośrednie wychwytywanie CO ₂ przez powietrze (potencjalne?)	
Transport CO ₂	
Sekwestracja wychwyconego CO ₂	
Pojazdy o zerowej emisji bezpośredniej	

w europejskiej gospodarce. Przygotowania do tych zmian technologicznych obserwowane będziemy już w najbliższych latach. Niektóre projekty forsowane będą w sposób „agresywny”, inne na skutek opóźnień technologicznych albo będą promowane – pomimo nieoptymalności rynkowych rozwiązań – albo będą wprowadzane do gospodarki ze znacznym opóźnieniem.

Polska nie może pozwolić sobie na kolejne zapóźnienia technologiczne, jednakże koszty transformacji mogą wpływać na tempo przemian polskiej gospodarki. Europa w sposób solidarny wspierać będzie transformację technologiczną wszystkich państw. Przemysł gazowniczy powinien być przygotowany na podjęcie tych wyzwań, nie oczekując pasywnie na transfer nowych, zaawansowanych technologii do Polski. W zestawieniu istotnych problemów gazownictwa na następne lata powinna pojawić się problematyka działań transformacyjnych w zakresie implementacji nowych technologii na potrzeby przemysłu gazowniczego i całej gospodarki. Unia Europejska proponuje redukcję emisji CO₂ do 2030 roku o 50% (zamiast wcześniejszego celu klimatycznego 40%) i wskazuje na konieczność podniesienia redukcji CO₂ do 55% w 2030 roku. Nowe znaczenie w identyfikacji przydatności projektów nisko- i zeroemisyjnych będzie miała klimatyczna taksonomia, co oznacza wprowadzenie nowego systemu klasyfikacji działań klimatycznych i działań zrównoważonych środowiskowo i społecznie [21].

Taksonomia będzie identyfikować obszary, w których inwestycje mogą wywrzeć największy wpływ na działania przyczyniające się do zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej. Cele taksonomii [21] obejmują: łagodzenie zmian klimatu, dostosowanie do zmian klimatu, zrównoważone użytkowanie i ochronę zasobów wodnych i morskich, przejście do gospodarki o obiegu zamkniętym, zapobieganie powstawaniu odpadów i recykling, zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrolę oraz ochronę zdrowych ekosystemów. Schemat zgodności inwestycji z taksonomią obejmuje zgodność z celami środowiskowymi wymienionymi powyżej, neutralność w stosunku do innych celów środowiskowych i zgodność z zabezpieczeniami społecznymi.

Wynikiem działań nowego systemu taksonomii będą nowe standardy i etykiety dla „zielonych” produktów finansowych,

nowe metodologie dla unijnych wskaźników porównawczych i ujawnianie informacji na temat wskaźników oraz nowe zalecenia dotyczące ujawniania informacji korporacyjnych na temat klimatu.

W 2018 roku powstała grupa ekspertów KE (*Technical Expert Group*) ds. taksonomii, która opublikowała raport odnośnie do kierunków polityki klimatycznej (lipiec 2018 roku). Analiza TEG w zakresie taksonomii jest analizą techniczną, która nie kieruje się zasadą dostępności regionalnej danej nisko- lub zeroemisyjnej technologii energetycznej (tabela 1 [21]).

Lata 2020–2030. Rozwój technologii LNG i rozbudowa terminalu LNG

Najważniejszym bieżącym zadaniem inwestycyjnym jest rozbudowa terminalu LNG, obejmująca budowę trzeciego zbiornika, bocznicy kolejowej do przeładunku LNG na cysterny i kontenery, a także budowa drugiego nabrzeża dla metanowców, co umożliwi powiększenie maksymalnej (teoretycznej) zdolności importowej do 7,5 mld Nm³/rok. Pamiętać jednak należy, że zdolność operacyjna terminalu jest zwykle szacowana zgodnie ze standardami na około 60–70% zdolności maksymalnej. Ważną zapowiedzią jest decyzja o budowie pływającego terminalu FLNG w Gdańsku, o maksymalnej przepustowości do 4 mld Nm³.

Istniejący terminal LNG w Świnoujściu powinien być połączony z nowymi kawernowymi magazynami gazu, zbudowanymi w bezpośrednim sąsiedztwie (*vide np.* lokalizacja KPMG w wysadzie Goleniów w specustawie z 24.04.2009 roku), co mogłoby zwiększyć jego elastyczność. Nowy terminal FLNG w Gdańsku będzie miał możliwość bezpośredniego wykorzystania KPMG Kosakowo.

Lata 2020–2030. Poszukiwanie i zagospodarowanie nowych złóż gazu. Optymalizacja procesu wydobycia i uzdatniania gazu

Jednym z kluczowych zadań bieżących upstreamowego sektora gazowniczego jest konieczność odbudowy krajowej bazy zasobów wydobywalnych i produkcyjnych. Nowe technologie w poszukiwaniu węglowodorów, nowe technologie wiertnicze, efektywne planowanie i organizacja zadań towarzyszących zagospodarowaniu złóż gazu powinny skutkować istotnym przyrostem zasobów wydobywalnych w następnych latach. Oddzielnym zagadnieniem jest tzw. rewitalizacja starych i częściowo wyeksploatowanych złóż w celu zwiększenia ich współczynnika szcerpania oraz usprawnienia procesu wydobycia gazu (m.in. w zakresie optymalizacji procesów przepływów dwufazowych w odwiertach czy poprzez dodatkowe wiercenia w tych złóżach, tzw. *infill drilling*).

Priorytety w zakresie poszukiwań węglowodorów dotyczą głównych obszarów koncesyjnych. Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze lądowym Polski występują głównie w obrębie trzech jednostek geologicznych: platformy wschodnioeuropejskiej, platformy paleozoicznej i Karpat wraz z zapadliskiem przedkarpackim [7]. Nadal ważne są zadania związane z poszukiwaniem złóż gazu w miocenie, a także w strefie podłoża zapadliska przedkarpackiego. Nowe złoża miocenijskie, wielohoryzontalne, o stosunkowo słabych parametrach petrofizycznych, stanowiąc będą jednak duże wyzwanie w zakresie prowadzenia efektywnej eksploatacji.

Ważnym obszarem poszukiwawczym pozostaje basen czerwonego spągowca i górnego permu, z poziomami zbiornikowymi

wapienia cechsztyńskiego i dolomitu głównego. Utwory zbiornikowe kambriu (w obrębie starej platformy – od szelfu bałtyckiego i syneklizy perybałtyckiej po obszar podlasko-mazowiecko-lubelski) także pozostają w sferze poszukiwań węglowodorowych, podobnie jak struktury zbiornikowe w utworach karbonu, zlokalizowane na monoklinie przedsudeckiej i w basenie karbońskim [7]. Działania w zakresie zagospodarowania metanu z pokładów węgla dotychczas nie przyniosły znaczącego zwiększenia zasobów wydobywanych z rejonu GZW.

Lata 2020–2030. Modernizacja i rozbudowa infrastruktury gazowej

Polska realizuje swój program inwestycyjny w zakresie dywersyfikacji kierunków importowych gazu ziemnego. Kluczowe jest zakończenie w 2023 roku realizacji inwestycji związanych z projektem Baltic Pipe.

Obserwując spodziewany gwałtowny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w krótkim i średnim (do 2035/2040 roku) okresie transformacji i wdrażanie strategii wodorowej UE – system gazowniczy ma ogromną rolę do spełnienia jako narzędzie polityki klimatycznej. Modernizacja infrastruktury powinna być realizowana niezależnie od zakładanej długofalowej strategii zaopiewania gazu ziemnego przez wodór i biometan w energetyce (teoretycznie już od 2030 roku w UE, być może od 2035–2040 w Polsce) [1, 6, 11, 13, 20].

Najważniejszym elementem aktualnej strategii energetycznej i przyszłej strategii wodorowej jest rozbudowa i modernizacja infrastruktury gazowniczej zarówno sieciowej, jak i wyspowej (wykorzystującej LNG), także pod kątem potencjalnej docelowej zamiany gazu (wodór/biometan). Rozbudowa infrastruktury jest konieczna z uwagi na nowe zadania gazownictwa, wymagające zwiększenia dostaw gazu w energetyce, ciepłownictwie (kogeneracja) osiedli mieszkaniowych i gospodarstw indywidualnych.

Lata 2020–2030. Rozwój energetyki gazowej i systemów kogeneracyjnych w ciepłownictwie

Program Europejskiego Zielonego Ładu zakłada m.in. zmniejszenie zużycia energii (całkowitej, nie tylko elektrycznej) aż o 50% w porównaniu z 2005 rokiem, a także działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, cyfryzacji, automatyki domowej itd. Strategia Europejskiego Zielonego Ładu zakłada równocześnie potrzebę zwiększenia produkcji energii elektrycznej o 50%. Gaz ziemny, jako paliwo komplementarne w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii (OZE), będzie wypierał węgiel [3]. Zwłaszcza w warunkach polskich, o ograniczonych możliwościach wykorzystania OZE w energetyce (w porównaniu np. z Niemcami), rozwój energetyki gazowej będzie kluczowy dla osiągnięcia celów klimatycznych w następnych latach, głównie z uwagi na krótki czas inwestycji. Energetyka gazowa wkrótce może być konkurencyjna w odniesieniu do energetyki węglowej przede wszystkim z uwagi na wzrastające ceny uprawnień ETS i niskie ceny gazu (także LNG). W dłuższej perspektywie ceny gazu ziemnego oczywiście będą wzrastały, co może być wynikiem ograniczenia inwestycji gazowych w USA, wynikających z niskiego zwrotu kapitału z aktualnie realizowanych projektów.

Modernizacja energetyki z wykorzystaniem gazu umożliwi także budowę rozproszonej sieci wykorzystującej kogenerację

w trakcie eksploatacji elektrowni. Ciepło kogeneracyjne wykorzystane będzie do ogrzewania budynków. Wprawdzie strategia Europejskiego Zielonego Ładu zakłada wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do celów grzewczych, ale znaczący udział w tych działaniach prawdopodobnie będzie musiał mieć gaz ziemny (sieciowy i LNG), gaz z dodatkiem wodoru lub biometanu produkowanego z odnawialnych źródeł energii elektrycznej i biogazu. Przewiduje się też wprowadzenie do ogrzewania nowej klasy ogniw paliwowych (wykorzystujących metan/gaz ziemny/gaz „odnawialny”) i nowych systemów mikrokogeneracyjnych. Zakłada się, że systemy zarządzania inteligentnymi budynkami oraz wprowadzenie nowych materiałów izolacyjnych znacznie wpłyną na zmniejszenie zużycia energii na cele grzewcze (promując, oczywiście, rozwiązania dla tzw. budynków pasywnych energetycznie).

Lata 2020–2030. Rozwój LNG wyspowego w gazownictwie



Rozwój wyspowego LNG w obszarach pozbawionych dostępu do sieci dystrybucyjnej gazu lub na obszarach o ograniczonym zapotrzebowaniu na gaz jest istotnym elementem modernizacji całej gospodarki głównie w izolowanych osiedlach, oddalonych od istniejącej sieci dystrybucyjnej. System stacji LNG/CNG/H₂, budowanych wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych Polski, może przyczynić się do rozwoju nowego typu mobilności (CNG/LNG/H₂), głównie w transporcie towarowym. Kontynuacja i ekspansja tzw. lądowego LNG, obejmującego gazyfikację wyspową, powinna prowadzić do wzmocnienia sektora LNG w następnych kilku latach.

Lata 2020–2030. Nowe funkcjonalności magazynowania gazu

Z planowanego zwiększenia zapotrzebowania na gaz ziemny wynika konieczność zwiększenia pojemności magazynowych. Zgodnie z ustawą o zapasach do wielkości do 25% krajowego zapotrzebowania, należy zwiększyć pojemności magazynowe (czynne) do około 7,5 mld Nm³ do 2030 roku. Analiza funkcjonalności systemu gazowniczego wskazuje na konieczność bu-

dowy w najbliższych latach (przed 2030 rokiem) dodatkowych magazynów kawernowych (do całkowitej pojemności czynnej 7–8 mld) na północy kraju (najlepiej w północno-zachodniej części) w związku z przyjęciem rozporządzenia dywersyfikacyjnego, w połączeniu z systemem przesyłu, umożliwiającym całkowity transport gazu gazyfikowanego i transportowanego przez Balic Pipe po 2023 roku.

Równoległe z rozwojem sieci przesyłowych, dystrybucyjnych, konieczne jest przedstawienie nowego programu rozbudowy magazynów gazu i energii, zwłaszcza magazynów o dużej mocy w kawernach, pomocnych do wspomagania gazowej energetyki (szczytowej). Takie magazyny powinny być lokowane w pobliżu nowych elektrowni gazowych albo dużych odbiorców gazu ziemnego. Polska nie ma możliwości budowy dużej liczby elektrowni wodnych szczytowo-pompowych, na razie nie są też planowane magazyny energii typu CAES. Wraz z realizacją programu budowy nowych, dużych magazynów, należy rozważyć koncepcję małych/lokalnych magazynów gazu i energii. Dwa powody wskazują na możliwą przydatność takich magazynów: rozproszona sieć magazynów może być sprawniejsza w przypadku magazynowania wodoru (z uwagi na niską objętościową gęstość magazynowanego gazu H₂). Przypomnieć też należy, że masa molekularna wodoru jest osiem razy niższa od masy molekularnej metanu). Drugim powodem jest niska wartość opałowa wodoru – wynosi 10,8 MJ/Nm³ (wartość opałowa gazu ziemnego E – zaw. głównie metan – co najmniej 31 MJ/Nm³). Wodór (jako gaz quasi-doskonały) ma wyższy współczynnik ściśliwości, co oznacza, że w 1 m³ magazynu w tych samych warunkach termodynamicznych mieści się mniej normalnych m³ wodoru w porównaniu z tą samą ilością normalnych m³ gazu ziemnego, jednak o wartości opałowej równej 33% w odniesieniu do metanu. Nowo budowane magazyny muszą spełniać dodatkowe warunki techniczne i materiałowe w związku ze zwiększonymi kryteriami bezpieczeństwa użytkowania infrastruktury gazowej [6, 14].

Lata 2020–2035. Dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do użytkowania mieszaniny gazu ziemnego i wodoru

W perspektywie kilku/kilkunastu lat w przypadku przepływów w sieciach transgranicznych (głównie z Niemiec) można spodziewać się zwiększenia zawartości wodoru w transportowanym gazie. Zarówno sieć przesyłowa (GAZ–SYSTEM), jak i sieć dystrybucyjna (PSG) powinny być gotowe na przyjęcie i transport takiego gazu lub na jego mieszanie z „czystym” gazem ziemnym w celu obniżenia zawartości przesyłanego wodoru. Gaz zawierający wodór nie jest nowością w sieciach dystrybucyjnych. Do lat osiemdziesiątych w niektórych miastach wykorzystywany był gaz miejski wytwarzany w gazowniach, zawierający m.in. wodór, metan i tlenek węgla. Wodór rozprowadzany był w miastach siecią niskoprężną, dlatego nie można bezpośrednio porównywać warunków bezpieczeństwa sieci średniego i niskiego ciśnienia, wypełnionej gazem zawierającym znaczne ilości wodoru.

Lata 2020–2040. Biometan, ogniwa paliwowe i systemy multienergetyczne. „Odnawialny gaz” i proces „zazieleniania” gazu ziemnego

Technologie wprowadzające „odnawialny gaz” jako technologie quasi-odnawialne, wspólnie z technologią CCS/CCUS (dla

wytwarzania niebieskiego wodoru) będą realizowane w odniesieniu do energetyki gazowej po 2030 roku.

Wydaje się jednak, że technologie te (także w połączeniu z CNG i LNG) będą mieć zastosowanie przede wszystkim w redukcji CO₂ i innych zanieczyszczeń w transporcie samochodowym. Unia Europejska forsuje kilka technologii, których celem jest wytwarzanie tzw. gazów odnawialnych (biometanu i wodoru/hytanu lub gaz syntetyczny). Wprowadza się też pojęcie samowystarczalności gazowej UE po 2050 roku.

Program samowystarczalności gazowej UE (2050) oparty jest na założeniu produkcji gazów odnawialnych – wodoru i biometanu. Zdaniem „Trinomics” [20] potencjał techniczny biogazu/biometanu w UE-28 wynosi 1150 TWh rocznie. Wskazuje się w tym raporcie na znaczne zagrożenia związane z dostępnością biomasy.

W Polsce ogłoszono również strategiczny program produkcji biometanu z biomasy w docelowej produkcji 4 mld Nm³ po 2030 roku. Szacowany koszt nakładów na uruchomienie produkcji wynosi 70 mld zł. Zagrożeniem realizacji programu jest jednak koszt inwestycji (jeżeli musiałby być realizowany z własnych środków przemysłu) i dostępność biomasy. Liderami technologii biogazowej w Europie są Dania, Niemcy i Włochy. Technologie te są subsydiowane w UE.

We Francji zakłada się wytworzenie 43 mld Nm³ gazu odnawialnego w 2050 roku [9]. Gaz odnawialny ma pochodzić z biogazowni uzdatniających biogaz do biometanu, który ma być wtłaczany do sieci gazowniczej. Program zazieleniania sieci gazowej obejmuje też projekt biomasowy (oparty na gazyfikacji biomasy). Dopełnieniem programu samowystarczalności gazowej Francji ma być wódór z instalacji P2G, po konwersji do metanu. Koszt francuskiego gazu odnawialnego jest co najmniej czterokrotnie wyższy od kosztów zakupu gazu ziemnego (w 2019 roku) [9].

Zastosowanie w Polsce technologii P2G, umożliwiające produkcję wodoru, może mieć ograniczone zastosowanie z uwagi na brak dużych nadwyżek energii z budowanej morskiej energetyki wiatrowej. Tym samym zaawansowane technologie wodorowe, obejmujące produkcję gazu syntezowego z zielonego wodoru, w Polsce nie będą znaczące, ale poprawią wizerunek proekologicznej polityki Polski w UE.



W perspektywie końca dziesięciolecia konieczna będzie rozbudowa multenergetycznych systemów (prąd elektryczny, gaz) wykorzystujących odnawialne źródła (wiatrowe i fotowoltaiczne), połączonych z autonomiczną siecią dystrybucyjną (izolowaną lub częściowo izolowaną), w której możliwe jest wtłaczanie gazu syntezowego, wodoru i biometanu oraz odparowanego LNG do bezpośredniego wykorzystania lub w kogeneracji wykorzystującej ogniwa paliwowe zasilane gazem.

Lata 2025–2040. CCUS/CCS dla energetyki i gospodarki

Nie jest możliwe osiągnięcie neutralności klimatycznej bez wprowadzenia technologii wychwytu CO₂ i jego utylizacji lub geologicznego składowania CCUS/CCS (*Carbon capture and utilization/Carbon capture and storage*). Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) jest metodą obniżenia emisyjności sektora energetycznego i sektorów energochłonnych. Obecnie potencjał CCS do jego wdrożenia wydaje się niższy, jego pełnemu wdrożeniu przeszkadza m.in. kwestia społecznej akceptacji samej technologii (w geologicznych strukturach lądowych). Implementacja CCS jest jednak konieczna (po 2030 roku), szczególnie w sektorach energochłonnych oraz w przypadku zeroemisyjnej produkcji wodoru z gazu ziemnego. W kontekście polskiej gospodarki wspomnieć należy o koncepcji wdrożenia CCS w Japonii po 2030 roku w związku z kontynuacją wykorzystywania elektrowni węglowych [9].

Pozostaje pytanie, czy CCS zostanie powiązany z docelowym składowaniem CO₂ w podmorskich (*off shore*) aquiferach i złożach węglowodorowych (np. na Morzu Północnym, Bałtyku) czy w strukturach węglowodorowych i aquiferowych lądowych (*on shore*). Koszty składowania *off shore* kilkakrotnie przewyższają koszty „lądowego” składowania, ale nie wzbudzają społecznych sprzeciwów środowisk ekologicznych w krajach UE. W USA i Kanadzie czy Japonii nie obserwujemy takich aktywności „ekologicznych”. Dodać należy, że japoński program kontynuacji energetyki węglowej zakłada *a priori* konieczność CCS po 2030 roku. Spodziewane regulacje i restrykcje UE po 2030 roku będą wymuszać wdrożenie technologii CCS m.in. poprzez wysokie opodatkowanie wysokoemisyjnych produktów i procesów technologicznych (ETS +/lub *carbon tax*) [21]. Można spodziewać się opłat powyżej 70 euro/t CO₂.

CCS będzie również wymagane w przypadku wychwytu i składowania CO₂ emitowanego z elektrowni i zakładów przemysłowych wykorzystujących biomasę w celu uzyskania ujemnych emisji.

Lata 2020–2040 R&D. Digitalizacja, cyfryzacja i sztuczna inteligencja

Poszukiwanie obniżenia kosztów pozyskania, uzdatniania, zagospodarowania, magazynowania, transportu i dystrybucji gazu ziemnego wymagać będzie znacznego zaangażowania technologicznego. Rozwój technologii informatycznych odhumanizowujących technikę i bieżącą działalność sektora gazowniczego wymusić będzie rozwój cyfryzacji, digitalizacji i technologii korzystających ze wspomaganie sztuczną inteligencją. Postępująca

robotyzacja i automatyzacja procesów produkcyjnych nastawionych głównie na eliminację CO₂ w procesach technologicznych będzie z pewnością widoczna w kontekście presji Unii Europejskiej na osiągnięcie celów klimatycznych i zapewnienie neutralności klimatycznej regionu do 2050 roku.

Lata 2020–2050. Działania globalnych wielkich firm naftowych i gazowniczych

Większość koncernów z sektora paliwowo-energetycznego ogłosiła nową strategię działania, w części zgodną z celami porozumienia paryskiego (2015). British Petroleum (BP) ogłosił swoją nową, niskoemisyjną politykę „energetyczną” [2], podobnie Shell, Total, Equinor, Eni i Repsol [12]. Koncerny naftowe i gazownicze, z racji wydobywania i zagospodarowywania paliw kopalnych, wytwarzać będą emisję CO₂ związaną ze swoją działalnością, a także w sposób pośredni nadal będą odpowiedzialne za emisję CO₂.

* * *

1. W perspektywie 2050 roku paliwa kopalne nadal będą podstawą gospodarki światowej, mimo że ich procentowy udział w wytwarzaniu energii zostanie ograniczony.
2. Przemysł powinien przede wszystkim zakończyć realizację procesów dywersyfikujących import gazu (rozbudowa terminalu LNG, budowa infrastruktury do terminalu FLNG, zakończenie projektu Baltic Pipe).
3. Planowane wygaszanie energetyki węglowej wymusi ekspansję energetyki gazowej w próżni po tej technologii w związku z ograniczeniami klimatycznymi i słabością polskiego sektora OZE.
4. W interesie polskiej gospodarki jest podtrzymanie krajowego wydobycia na istniejącym poziomie co najmniej do 2035 roku, przez inwestycje w procesy poszukiwania i zagospodarowania nowych krajowych złóż gazu. Takie działania wspierać będą transformację gospodarki.
5. Polski przemysł gazowniczy, podobnie jak inne europejskie, staje przed problemem realizacji wyzwań związanych z dekarbonizacją całej gospodarki i samego przemysłu gazowniczego zgodnie z zarysowaną strategią Europejskiego Zielonego Ładu. Rewolucja proklimatyczna w przemyśle zakłada przyspieszenie procesów transformacji energetycznej m.in. poprzez wprowadzenie tzw. gospodarki wodorowej.
6. W interesie całego sektora gazowniczego i Polski jest wykorzystanie koniunktury związanej z konieczną modernizacją infrastruktury gazowniczej (docelowo do transportu, magazynowania i dystrybucji wodoru), a także wzmocnienie krajowego wydobycia gazu ziemnego.
7. Wsparcie finansowe na rozwój technologii biogazu i biometanu powinno zostać wykorzystane do częściowo lub całkowicie zazielenionych autonomicznych sieci dystrybucyjnych gazu, wspomaganych m.in. nowymi technologiami ogniw paliwowych (do produkcji prądu i kogeneracji) wraz z technologią P2G.
8. Unia Europejska jest liderem rozwiązań proklimatycznych w świecie, jednak jej działania powinny być w dłuższej perspektywie przynajmniej spójne z polityką klimatyczną największych państw świata, pozostających poza europejską wspólnotą, m.in. dlatego że UE nie jest niezależną gospodarką.

9. Jest bardzo wątpliwe przeprowadzenie pełnej dekarbonizacji sektora przed 2040 rokiem w związku z ograniczeniami możliwości stosowania OZE w Polsce w porównaniu z wybranymi krajami UE (jak Holandia, Niemcy, Hiszpania czy Włochy).
10. Polityka energetyczna Polski powinna uwzględniać zarówno cele strategiczne polityki klimatycznej UE, jak i trudności wdrożenia technologii wodorowych wykorzystujących zielony wodór. Powinny zostać sformułowane krajowe pośrednie cele klimatyczne związane z procesem zazielenienia gazu ziemnego biometanem i niebieskim wodorem (z gazu ziemnego w połączeniu z CCUS/CCS) na lata 2030, 2035, 2040. Jednak strategie takie wymagać będą znacznego wsparcia rządowego/unijnego.
11. Prawdopodobnie nie będzie możliwe uzyskanie neutralności klimatycznej dla całego świata w 2050 roku. Paliwo gazowe jako przejściowe (transformacja) nawet w przypadku pełnego sukcesu gospodarki wodorowej wykorzystywane będzie do produkcji niebieskiego wodoru.

Prof. dr Stanisław Nagy, AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Literatura

1. An Integrated Energy Systems Approach to Decarbonization Policy: Is it the way forward? OIES Electricity; Oxford Institute for Energy Studies, 2019.
2. BP aims for zero-net emission, BP, 2020, <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bernard-looney-announces-new-ambition-for-bp.html>.
3. *Czysta planeta dla wszystkich*. Komunikat KE dla Parlamentu Europejskiego, 21.11.2018, Bruksela.
4. EIA International Energy Outlook 2019, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>.
5. Future of Hydrogen, 2019, Report of IEA, Paris.
6. Gas and Energy Transition, DVGW, 2019, <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/>.
7. Górecki W., 2008, *Perspektywy odkrycia nowych złóż węglowodorów w Polsce* (wnp.pl).
8. Government of Japan, 2019: The Long-term Strategy under the Paris Agreement. Cabinet decision, June 11, 2019).
9. GRDF, 2019, Presentation at Strategy Committee Meeting, IGE, Stavanger, „Renewable gas as a Strong contributor to energy transition” (unpublished).
10. IEA World Energy Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
11. Lambert M., Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?, The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018.
12. Major trend emerges for net-zero targets, Petroleum Economist, 2020, <https://www.petroleum-economist.com/articles/low-carbon-energy/energy-transition/2020/major-trend-emerges-for-net-zero-targets>.
13. Mete G., Transitions and the Future of Gas in the EU. Subsidise or Decarbonise, International Energy Charter, Brussels, Palgrave MacMillan, 2020.
14. Nagy S., 2020, *Strategiczne kierunki działania przemysłu gazowniczego w kontekście ograniczenia emisji CO₂ i osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku*, „Przegląd Gazowniczy”, nr 1 (63).
15. Nagy S., 2020, *Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, vol. 23, nr 3, p. 4-23.
16. Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective, Hydrogen Council, <http://www.hydrogencouncil.com>. Jan 20, 2020Janua.
17. Paris Agreement, 2015: <https://unfccc.int/process/conferences/past-conferences/paris-climate-change-conference-nov14ember-2015/paris-agreement> (on line).
18. Stern J., *Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets*, The Oxford Institute for Energy Studies, February 2019.
19. *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*. Komunikat KE do Parlamentu Europejskiego, 8.07.2020, Bruksela.
20. Van Nuffel L., et al., *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure Report Trinomics for EU*, September 2019202
21. Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance, EU TEG, March 2020.

Perspektywy rozwoju rynku gazu vs Europejski Zielony Ład

Waldemar Kamrat

W okresie transformacji ustrojowej w Polsce dokonano wielu działań reformatorskich w sektorze paliw i energii. Obecnie wpływ pandemii koronawirusa powoduje/będzie powodował kryzys i ekonomiczną recesję, ale dość umiarkowaną – należy dobrze się przygotować, aby wielkie pakiety pomocowe (w postaci kredytów i innych środków) mogły racjonalnie stymulować krajową gospodarkę. Z drugiej strony, podstawowe założenia polityki klimatycznej, prowadzące do Europejskiego Zielonego Ładu (*Green Deal*) Unii Europejskiej będą utrzymane lub zostaną wkomponowane w programy pomocowe (pomoc dla nowych technologii) albo tylko chwilowo wstrzymane, ale bez zmiany terminów obowiązywania podstawowych celów europejskiej polityki klimatycznej. Oznacza to, że realizacja *Green Deal* (GD) może być obowiązkową dominantą dla otrzymania przez Polskę pomocy UE [5]. Ta sytuacja stawia przed sektorem gazowniczym i rynkiem gazu nowe wyzwania i nowe problemy, których nikt z zewnątrz za nas nie rozwiąże. Dlatego niezwykle istotna jest rzetelna ocena i wypracowanie kierunków rozwoju polskiego sektora gazowniczego. Izba Gospodarcza Gazownictwa, poprzez zaproponowanie tematyki VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego 2020, twórczo włączyła się w powyższe procesy, stwarzając forum i ramy dyskusji na tak ważne tematy.

Do 2030 roku, wobec stopniowego odejścia od paliw węglowych, spowodowanego presją środowiskową, znaczącą rolę odegrają technologie gazowe (jako pomostowe). Mogą one w części zastąpić kurczącą się węglową bazę paliwową. Ponadto, trzeba będzie znaleźć „zatrudnienie”/wykorzystanie powstającej infrastruktury sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazowej wobec uzyskiwania niezależności od bezpośrednich dostaw gazu z Gazpromu [4].

Rola gazu jest energetycznie ważna szczególnie dla ciepłownictwa – kogeneracji. W zespołach elektrociepłowni pracujących dla ciepłownictwa ważną rolę spełnią bloki gazowo-parowe, które ze względu na moce można zaliczyć do źródeł wielkoskalowych (powyżej 50 MW), biorąc pod uwagę obecne uregulowania prawne (do 50 MW dyrektywa MCP, powyżej – dyrektywa IED).

Należy zachować proporcje, marząc o *Green Deal* – energetyka zeroemisyjna jest koniecznością w perspektywie 2050 roku, ale czy w 10 lat? – to jedynie romantyczne marzenie, które z powodu braku środków (dodatkowo uszczuplonych przez epidemię i szkodliwą w finalnym momencie politykę „węglową”, pozostanie „w kolizji” z realnym pragmatyzmem/ograniczeniami gospodarki narodowej.

Europejska polityka klimatyczna a sektor energetyczny w Polsce

Dominująca rola OZE w nowych inwestycjach energetycznych jest niekwestionowana. Na koniec 2019 roku (według agencji

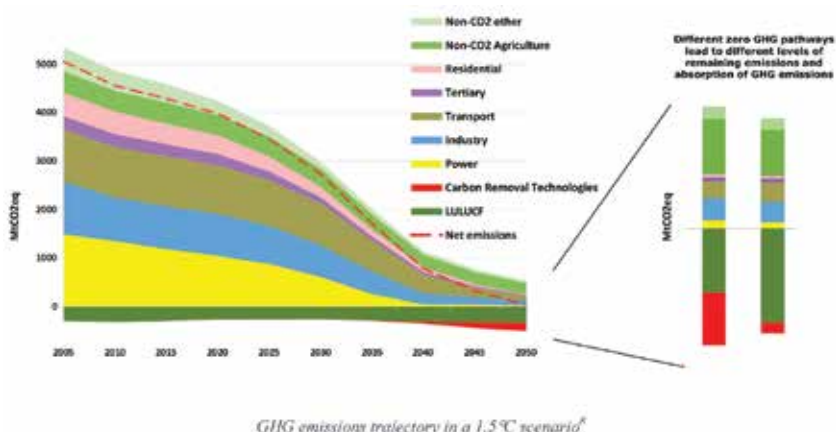
IRENA) światowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej i słonecznej wyniosły odpowiednio 623 i 586 GW, a odpowiednie roczne przyrosty mocy 59 i 97 GW, co łącznie stanowiło 89% całkowitego przyrostu mocy elektrycznych na świecie w ubiegłym roku. W takim kierunku, niezależnie od możliwych kolejnych kryzysów gospodarczych, coraz bardziej zmierza polityka UE, zakładająca neutralność klimatyczną w 2050 roku we wszystkich sektorach oraz ugruntowanie obecnych trendów do 2030 roku w formule zwanej Europejskim Zielonym Ładem, wspartej nową strategią przemysłową, uwzględniającą „bardziej strategiczne podejście do OZE i łańcuchów dostaw dla tej branży” [5].

Zgoda Polski na udział w polityce klimatyczno-energetycznej *neutrality* staje się koniecznością, aczkolwiek trzeba sobie uświadomić wszystkie związane z tym konsekwencje. Założenia generalne, prowadzące do wdrożenia w przyszłości *Green Deal*, to na dziś m.in. zerowa emisja CO₂ z sektora energetyki już w 2040 roku (rysunek 1), co w Polsce jest praktycznie nieosiągalne technicznie (niezależnie od braku adekwatnych środków finansowych) – musi istnieć racjonalna ścieżka zmian w strukturze polskiej energetyki zgodnie z celem *neutrality* [5].

Europejski Zielony Ład w 2020 roku przynosi różny efekt dla polskiej energetyki i gospodarki narodowej.

Wymagać to będzie zmiany/korekty polskiego *energy mix*, która jest/może być i tak koniecznością dla krajowej gospodarki, niezależnie od problemów koronawirusowych. Próba liczenia na zmianę polityki UE i dostosowanie warunków GD przy recesji i koronawirusie jest raczej iluzoryczna – zmiany UE jeśli w ogóle będą, to jedynie krótkoterminowe. Natychmiast po powrocie w miarę stabilnych warunków gospodarczych kwestia *neutrality* i GD powróci, nawet bardziej intensywnie. Polska nie może osłabić tempa negocjacji z UE (właśnie teraz jest czas na znalezienie kluczowej ścieżki transformacji), a na pewno nie może liczyć na to, że z uwagi na kryzys czy recesję może system zostać *as it is* z dużą rolą węgla. Węgiel musi zostać zastąpiony przez OZE, można jedynie wynegocjować odpowiednią ścieżkę – kiedy i z jakim wspomaganiami finansowymi. Istnieje konieczność dostosowania polityki energetycznej Polski do *Green Deal* i strategicznej zgody na europejską *neutrality* (wraz z przyjęciem wszystkich pozytywnych i negatywnych konsekwencji). Kluczowe jest wynegocjowanie maksymalnie korzystnych warunków (wraz z akceptacją *Green Deal*), co w uproszczeniu polega na maksymalizacji środków pomocowych na transformację oraz ewentualną minimalizację zobowiązań redukcyjnych CO₂ (rozciągnięcie w czasie) [4]. Na postawione powyżej kwestie, m.in. na temat perspektyw rozwojowych, będzie można – w opinii autora – uzyskać odpowiedzi z pewnością niewyczerpujące z oczywistych powodów, ale zbliżające nas do racjonalnych rozwiązań strategii gospodarczej, w tym kierunków rozwoju polskiego gazownictwa,

Rysunek 1. Scenariusz trajektorii redukcji emisji gazów cieplarnianych [5]



w trakcie realizacji programu i obrad VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego 2020.

Tematyka VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Tematyka kongresu obejmuje następujące obszary zagadnień merytorycznych, zaproponowane do omówienia w trakcie poszczególnych sesji/paneli dyskusyjnych:

- sektor gazowniczy w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu,
- przyszłość gazownictwa: biometan, wodór,
- rola gazu w energetyce,
- rozwój gazownictwa,
- instytucjonalne wsparcie rynku energii.

W pierwszym panelu „Sektor gazowniczy w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu” zostanie omówiona następująca tematyka:

- 1) otoczenie legislacyjne dla Europejskiego Zielonego Ładu,
- 2) rola gazu ziemnego jako źródła energii sprzyjającej transformacji energetycznej,
- 3) rola energetyki odnawialnej w dekarbonizacji sektora energii,
- 4) aspekty ekonomiczne transformacji energetycznej,
- 5) gaz jako paliwo przejściowe w transformacji energetycznej UE,
- 6) działania na rzecz środowiska z uwzględnieniem działań służących absorpcji środków finansowych dla gazownictwa.

W drugim panelu „Przyszłość gazownictwa – biometan” zostaną omówione następujące tematy:

- 1) otoczenie legislacyjne dla biometanu – identyfikacja barier prawnych,
- 2) model funkcjonowania rynku biogazu w Polsce,
- 3) rozwiązania technologiczne wraz z uwarunkowaniami technicznymi,
- 4) modele biznesowe dla technologii biogazowych – segmenty wymagające wsparcia,
- 5) kogeneracja gazowa, ciepłownictwo systemowe z przyszłością biometanu.

Powyższej tematyce należałoby poświęcić nieco więcej uwagi, ponieważ presja wykorzystywania bioenergii w gospodarce krajowej na szerszą skalę będzie wpływać na badania i analizy możliwości wykorzystania biogazu do celów energetycznych w Polsce. Interesujące jest to, że rynek inwestycyjny dla energetyki biogazowej nigdy nie został wystarczająco rzetelnie oszacowany. Potencjał całkowity, techniczny i ekonomiczny odna-

wialnych zasobów energetycznych stanowi w Polsce górną granicę możliwości rozwoju OZE. Wydaje się, że ten potencjał nigdy nie był oszacowany w sposób niebudzący wątpliwości metodologicznych. Według ogólnych szacunków, ilości potencjalnie dostępnej biomasy i odpadów organicznych do dyspozycji biogazowni to [3]:

- około 90 mln ton obornika, gnojowicy i pomiotu (wielkość przybliżona – ilość obornika i gnojowicy zmienia się wraz ze zmianą pogłowia),
- 8 mln t słomy, zbóż i rzepaku (z ogólnej liczby ponad 30 mln ton – część musi być przeznaczona do produkcji zwierzęcej w postaci ściółki, na pellety/brykiety oraz na podłoże do pieczarek,
- 4 mln ton słomy kukurydzianej,
- odpadowa biomasa roślinna (np. z obszarów chronionych, cennych przyrodniczo itp.),
- odpady z przetwórstwa żywności, cukrowni, rzeźni, ubojni, mleczarni, gorzelni itp.,
- *refood*, czyli przeterminowana i zepsuta żywność.

Powyższy wolumen strumienia bioenergii teoretycznie mógłby znaleźć zastosowanie w źródłach rozproszonych, tj. układach kogeneracyjnych (CHP) o małych mocach jednostkowych do wytworzenia około 3640 MW mocy elektrycznej (ponad 30,5 TWh energii elektrycznej rocznie) oraz około 3185 MW mocy cieplnej (ponad 96 tys. TJ ciepła rocznie). Skojarzona gospodarka energetyczna CHP stwarza możliwość dużych oszczędności ekonomicznych w porównaniu z wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej, a ponadto związana jest z korzyściami środowiskowymi. Zalety wynikające ze stosowania instalacji biogazowych to między innymi:

- produkcja „zielonej” energii,
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych,
- obniżanie kosztów składowania odpadów,
- zapobieganie zanieczyszczeniu gleb oraz zbiorników wód gruntowych powierzchniowych i rzek,
- pozyskanie wydajnego i łatwo przyswajalnego przez rośliny nawozu naturalnego.

Teoretycznie Polska dysponuje stosunkowo dużym potencjałem energetycznym zawartym w biomase rolniczej. Największe możliwości produkcji biogazu rolniczego z upraw występują w województwach wielkopolskim, mazowieckim i lubelskim, a z trwałych użytków zielonych – województwach mazowieckim i podlaskim. W województwie wielkopolskim i mazowieckim tkwi największy w Polsce potencjał produkcji biogazu z odchodów zwierzęcych. Przemysłowymi regionami w produkcji biogazu rolniczego w Polsce mogą więc stać się województwa wielkopolskie i mazowieckie. Województwa mazowieckie i śląskie posiadają też znaczny potencjał surowcowy do produkcji i wykorzystania biogazu z osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków oraz organicznej frakcji odpadów komunalnych [3].

Obecne wykorzystanie biogazu do celów energetycznych sprowadza się do jego wykorzystania w małej skali w lokalnych źródłach wytwórczych, ponieważ z uwagi na słabe „usieciowie-



nie gazowe" terenów rolniczych, gdzie następuje wytwarzanie biogazu, bezpośrednie jego użytkowanie na szerszą skalę w gazownictwie sieciowym z powodów technicznych praktycznie nie wchodzi w grę. Biogaz w Polsce mógłby stać się ważnym źródłem energii, która zwiększy stabilność podaży paliw gazowych, ale sektor biogazu w Polsce jest jeszcze słabo rozwinięty, mimo że ma dość duży potencjał. Przyczyny takiego stanu są związane zarówno z ekonomią, prawem, jak i aspektami społecznymi. Zwiększenie stopnia energetycznego wykorzystania biogazu będzie wymagało pozytywistycznej pracy w dłuższej perspektywie [3].

Kolejny panel „Przyszłość gazownictwa – wodór” jest również interesujący, komplementarny z dotychczasowymi obszarami działalności polskiego sektora gazowniczego.

W jego trakcie zostaną omówione następujące zagadnienia:

- 1) rozwiązania regulacyjne dla gospodarki wodorowej,
- 2) technologie wodorowe w polskim gazownictwie,
- 3) europejski rynek gazu a technologia wodorowa,
- 4) światowe rozwiązania w gospodarce wodorowej.

W czwartym panelu „Rola gazu w energetyce” omówione będą tematy dotyczące:

- 1) energetyki gazowej,
- 2) energetyki odnawialnej: OZE, farmy wiatrowe, fotowoltaika,
- 3) roli światowego tradingu na rynku gazu,
- 4) funduszy i instrumentów wspierających rozwój gazownictwa,
- 5) wyzwań na drodze do zeroemisyjnej gospodarki,
- 6) gazu ziemnego jako konieczności ze względów ekonomicznych, społecznych i środowiskowych do transformacji energetycznej Polski.

Piąty panel „Rozwój gazownictwa” obejmuje takie tematy jak:

- 1) kluczowe projekty inwestycyjne dla rynku gazu,

- 2) nowe możliwości biznesowe magazynowania gazu,
- 3) rozwój LNG w gazownictwie,
- 4) innowacyjne technologie i funkcjonalności w rozwoju wydobycia węglowodorów,
- 5) paliwo gazowe jako paliwo przejściowe (transformacja).

Szósty panel „Instytucjonalne wsparcie rynku gazu” ma za zadanie omówienie:

- 1) roli instrumentów TGE w rozwoju rynku gazu,
- 2) innowacyjności w obszarze bezpieczeństwa na rynku energii,
- 3) perspektywy budżetowej 2021–2027 dla rozwoju sektora energetycznego,
- 4) roli światowego tradingu na rynku gazu,
- 5) przyszłości taryf w kontekście zmian na rynku energii.

Oceniając pozytywnie tematykę kongresową w kontekście zagadnień strategicznych rozwoju sektora gazowniczego, można stwierdzić, że zaproponowana tematyka syntetycznie i bezpośrednio lub pośrednio nawiązuje do aktualnych problemów rozwoju gazownictwa. Spowodowane jest to złożonością problematyki rozwoju w obecnych uwarunkowaniach gospodarczych. Oprócz odpowiedzi na uwagi i kwestie dyskusyjne, które zapewne będą omówione w poszczególnych panelach, wskazane byłoby przeprowadzenie podczas obrad dyskusji nad następującymi problemami ogólnymi:

- 1) jakie są zasadnicze uwarunkowania rozwoju krajowego gazownictwa?
- 2) czy i w jaki sposób należałoby programować rozwój sektora z uwzględnieniem filozofii „smart”?
- 3) czy możliwe jest dokonanie przełomu technologicznego w procesach rozwoju gazownictwa?

* * *

Jednym z ważniejszych wyzwań współczesnej cywilizacji jest powszechna dostępność energii/gazu odpowiedniej jakości, przy akceptowanych społecznie kosztach oraz poszanowaniu środowiska naturalnego [1, 2]. Prowadzi to do twórczych poszukiwań w zakresie nowoczesnych technologii energetycznych, przy czym warto podkreślić, że nie ma i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie jedynej, słusznej technologii wytwarzania energii, a powoli będzie następować integracja/konwergencja sektora elektroenergetycznego, gazowego i ciepłowniczego w perspektywie do 2050 roku. Presja wykorzystywania w gospodarce krajowej na szerszą skalę źródeł OZE/bioenergii będzie wpływać na badania i analizy możliwości budowy nowoczesnego sektora paliwowo-energetycznego w Polsce, z wykorzystaniem biogazu, wodoru i innych, innowacyjnych, przyjaznych dla środowiska nośników energii.

Prof. dr Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Katedra Elektroenergetyki

Bibliografia

1. *BP Energy Outlook 2030*, London, January 2011.
2. *IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, w T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex & P.M. Midgley (eds.), Cambridge University Press, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
3. Kamrat W. i in., *Energia dla Pokoleń*, Raport SEP, Warszawa 2016.
4. Kamrat W., *Uwagi do Raportu Rozwój przemysłu, OZE, efekty dla polskiej gospodarki*, Gdańsk, maj 2020.
5. Świrski K. i in., *Raport „Rozwój przemysłu, OZE, efekty dla polskiej gospodarki*, Ministerstwo Klimatu, Warszawa, maj 2020.

Przyszłość gazownictwa – wodór

Arkadiusz Sekściński

Wodór jest paliwem o szczególnym znaczeniu w procesie transformacji energetycznej kraju, umożliwiającym stopniowe przechodzenie z tradycyjnej energetyki bazującej na paliwach kopalnych do niskoemisyjnej energetyki odnawialnej.

U powszechnienie paliwa wodorowego wiąże się z wieloma wyzwaniami – zarówno technicznymi, jak i regulacyjnymi – na które odpowiedzi poszukuje sektor gazownictwa z dużym zaangażowaniem świata nauki. Wodór łączy w sobie cechy zeroemisyjnego, alternatywnego paliwa gazowego z szerokim zakresem potencjalnych zastosowań w energetyce, transporcie i przemyśle. To powoduje, że w rozwój technologii wodorowych są zaangażowane podmioty posiadające kompetencje i doświadczenie w pełnym łańcuchu wartości, włączając w to obszar dystrybucji, magazynowania i obrotu paliwami gazowymi.

Technologie wodorowe są obecnie przedmiotem badań i analiz wielu czołowych firm i ośrodków naukowych na świecie. Publikacja strategii UE w sprawie wodoru jest kamieniem milowym na drodze do dekarbonizacji systemu energetycznego, prowadzącej do wypełniania celów polityki klimatycznej i wyzwań stawianych przez Europejski Zielony Ład. W celu budowy gospodarki opartej na czystym wodorze Komisja Europejska promuje działania na rzecz uruchomienia do 2024 roku elektrolizerów o łącznej mocy 6 GW i produkcji miliona ton wodoru pochodzącego z elektrolizy z wykorzystaniem odnawialnej energii elektrycznej. W latach 2025–2030 KE chce uruchomić na terenie Unii Europejskiej elektrolizery o mocy 40 GW, produkujące do 10 mln ton wodoru. Co istotne, strategia nie wyklucza – przynajmniej w okresie przejściowym – możliwości wykorzystania niebieskiego wodoru, produkowanego z gazu ziemnego w połączeniu z sekwestracją dwutlenku węgla. Jest to rozwiązanie służące osiągnięciu wielkoskalowej produkcji tzw. zielonego wodoru, pochodzącego z odnawialnych źródeł energii.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo pracuje nad aktualizacją strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, która będzie odpowiedzią na powyższe trendy i wyzwania. Celem tzw. zielonego zwrotu PGNiG jest stworzenie trwałych podstaw dalszego rozwoju firmy poprzez dostosowanie jej działalności do tendencji, które coraz mocniej kształtują globalną gospodarkę. Technologie wodorowe są nowymi strategicznymi zadaniami Grupy Kapitałowej PGNiG, obszarem, który przyczyni się do budowy wartości spółki poprzez włączenie jej w transformację gospodarki w kierunku nisko- i zeroemisyjnym. Takie podejście było podstawą do opracowania założeń Programu Wodorowego GK PGNiG, ogłoszonego w maju br., w którym wodór jest rozpatrywany w szerokim kontekście, i możliwie najpełniejszego i najefektywniejszego wykorzystania zasobów i wiedzy eksperckiej GK PGNiG. Przyjęty w firmie scenariusz dla działań na rzecz rozwoju kompetencji wodorowych przewiduje ścieżkę prowadzącą przez szary i niebieski wodór jako rozwiązania pomostowe do wodoru zie-

lonego. W niecałe dwa lata na terenie jednego z oddziałów PGNiG zostanie uruchomiona produkcja wodoru z wykorzystaniem procesu elektrolizy zasilanej energią pochodzącą bezpośrednio z instalacji fotowoltaicznej. Równocześnie rozpatrywana jest możliwość uruchomienia produkcji wodoru z gazu ziemnego, z instalacją wychwytu dwutlenku węgla. Wykorzystanie w tym celu zasobów złóż ropnych stanowiących potencjalne miejsce sekwestracji CO₂ jest przedmiotem analiz w PGNiG SA. Wprowadzanie dwóch źródeł strumienia wodoru (czyli zielonego jednocześnie z niebieskim) jest zbieżne nie tylko z europejską strategią wodorową, ale wykazuje także spójność z planami poszczególnych krajów członkowskich, jak np. Niemiec. Szansę w wodorze upatrują również Holendrzy, Belgowie i Francuzi, mający już kilkaset kilometrów rurociągów dostosowanych do transportu wodoru. Zaangażowanie biznesu w rozwój technologii wodorowych jest powszechne, a wartość środków inwestowanych w ten sektor świadczy o ogromnej determinacji w uruchamianiu kolejnych projektów.

Obecnie wodór wytworzony na drodze elektrolizy wody stanowi niecałe 0,1% światowej produkcji tego paliwa. Potencjalnie, udział ten mógłby zostać zwiększony w przypadku wykorzystania nadmiarowej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, która jest dostępna w niskiej cenie (efekt nadprodukcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych i fotowoltaicznych w przypadku wystąpienia korzystnych warunków meteorologicznych jest obserwowany w wielu krajach europejskich, m.in. w Belgii, Wielkiej Brytanii, Francji, Holandii, Szwajcarii i Niemczech, doprowadzając nawet do ujemnych cen energii). W Polsce tego typu inwestycje mogą być uruchomione po 2025 roku. Poligonem, który pozwoli zebrać niezbędne doświadczenia i kompetencje jest planowany w ramach Programu Wodorowego GK PGNiG projekt InGrid – *Power to Gas*, który można traktować jako działanie pionierskie i innowacyjne w skali kraju. Wyprodukowany metodą elektrolizy wodór będzie załączany do wyspowej sieci badawczej, na której zostaną przetestowane zarówno infrastruktura sieciowa z odbiornikami końcowymi, jak i urządzenia pomiarowe. Celem badań będzie pozyskanie doświadczeń w dystrybucji i magazynowaniu wodoru w dopuszczalnym zakresie stężeń oraz wypracowanie standardów dla obszaru gazownictwa. Zakres prac badawczych możliwych do przeprowadzenia przy użyciu sieci badawczej będzie szeroki, pozwalający m.in. na ustandaryzowanie metody wtłaczania czy zbadanie procesu mieszania się wodoru z gazem ziemnym. Jest to niezwykle istotne dla opracowania norm i standardów, których brak w obowiązujących regulacjach jest kluczowym problemem na drodze rozwoju, a przede wszystkim komercjalizacji, technologii wodorowych. Oto-

czenie regulacyjne wymaga dostosowania w obszarze wytwarzania wodoru, jego przesyłu siecią gazową i bezpiecznego magazynowania, a także określenia wytycznych dla budowy stacji tankowania wodoru. Innym ważnym aspektem jest konieczność wypracowania właściwych metod analitycznych stosowanych w badaniu czystości gazu oraz metodyki rozliczeniowej dla mieszanek o różnych wartościach ciepła spalania.

Projekt InGrid pozwoli na przetestowanie możliwości mieszanina gazu ziemnego z wodorem w zakresie od 0,1 do 23%. W ramach projektu zostanie opracowany prototyp instalacji służącej do tworzenia mieszanin gazu ziemnego z wodorem w trybie ciągłym i zatłaczania jej do sieci i dalszej dystrybucji z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury sieci gazowych. Realizacja projektu pozwoli na techniczne przygotowanie poszczególnych podmiotów z GK PGNiG do świadczenia usługi przesyłu i magazynowania wodoru z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnej. Dodatkowo, uruchomienie stabilnej produkcji zielonego wodoru i udostępnienie stacji na potrzeby badań na pewno przyniesie wymierny efekt w postaci nowych możliwości biznesowych z potencjalnymi odbiorcami paliwa (producenci samochodów osobowych, ciężarowych, dostawczych i autobusów). Jednocześnie liczymy na zainteresowanie instytucji naukowych, uczelni oraz dostawców urządzeń wodorowych możliwością przeprowadzenia badań na stacji. Zakładamy również, że wyniki doświadczeń i prac badawczych na opisywanej instalacji będą ważnym zasobem danych, pomocnym w procesie tworzenia regulacji i określania wymogów formalnych kształtujących rynek wodorowy w Polsce.

Zielony wodór jest odpowiedzią na wyzwania polityki klimatycznej poprzez spełnienie wymogu niskoemisyjności. Obecnie krajowe zużycie energii znacznie przekracza krajowe możliwości produkcji energii pochodzącej z OZE. Według danych Forum Energii, udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2019 roku wyniósł 15,4%, a osiągnięty wynik w wysokości ponad 25 TWh był najwyższy w historii. W 2019 roku do użytku oddano ponad 3,5-krotnie więcej instalacji fotowoltaicznych niż rok wcześniej. Rozwój OZE w ostatnich dwóch latach jest wynikiem głównie inwestycji w instalacje prosumenckie. W segmencie OZE PGNiG SA jest zainteresowane głównie technologiami wiatrowymi, fotowoltaicznymi i geotermalnymi. Odnawialne źródła energii to dla spółek z branży paliwowo-gazowej naturalna ścieżka dodatkowego rozwoju. W PGNiG prowadzone są działania na rzecz wypracowania nowych produktów i źródeł przychodu, które długoterminowo będą znaczące dla rozwoju firmy. W Polsce istotnym punktem zwrotnym w budowaniu skali i znaczenia segmentu OZE będzie rozwój morskiej energetyki wiatrowej po 2025 roku, który zakłada inwestycje w źródła o łącznej mocy 10 GW i produkcję energii elektrycznej na poziomie około 40 TWh/rok. Nie zapominając o powyższych danych, wskazujących na rosnący udział OZE, należy pamiętać o kluczowej roli gazu ziemnego w transformacji energetycznej kraju. Biorąc pod uwagę wzrostową tendencję zapotrzebowania na paliwo gazowe (analizy GAZ-SYSTEM zakładają wzrost z obecnych 210 do 304 TWh w 2041 roku), gaz ziemny będzie przez kolejne lata pełnił funkcję stabilizatora w segmencie energetyki. Dla firm gazowniczych oznacza to możliwość kontynuowania i rozwoju dotychczasowej działalności biznesowej, ale daje również szansę i czas na uruchomienie nowych przedsięwzięć niezbędnych w procesie transformacji sektora energetyki. Wykorzystanie gazu ziemnego w produkcji tzw. szarego wodoru, a w późniejszym czasie niebieskiego, wydaje się działaniem pragmatycznym, wspierającym bezpieczeństwo energetyczne i tym samym rozwój gospodarki. Rozwój gospodarki wodorowej powinien być realizowany na zasadzie

neutralności technologicznej, co pozwoli rynkowi wodoru rozwijać się szybciej, a w konsekwencji doprowadzi do szybszego spadku całkowitych emisji.

PGNiG analizuje też uruchomienie projektów związanych z reformingiem gazu ziemnego. Posiadane kompetencje oraz zasoby wskazują na wystarczającą gotowość firmy do realizacji tego typu przedsięwzięć. Prowadzone są również działania związane z sekwencją dwutlenku węgla na drodze zatłaczania do złóż ropnych oraz prace przygotowawcze do utylizacji CO₂ w procesach chemicznych we współpracy z partnerami biznesowymi. Metody CCS i CCU stanowią narzędzie wspierające działania zmniejszenia emisyjności i dekarbonizacji sektora energetyki w celu osiągnięcia celów neutralności klimatycznej 2050 roku.

Kolejnym ważnym projektem dla PGNiG SA jest budowanie magazynów wodorowych wykorzystujących kawerny solne. Zmiana modelu rynku energetycznego wymaga wdrożenia wielkoskalowego magazynowania energii, co jest możliwe w podziemnych strukturach geologicznych. W ramach rozszerzania zakresu Programu Wodorowego w GK PGNiG planowane jest uruchomienie projektu o charakterze demonstratora technologii w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu Mogilno. Pozwoli on zweryfikować wymagania techniczne i operacyjne, konieczne do uruchomienia w późniejszym czasie działalności komercyjnej w KPMG Kosakowo, gdzie będzie zatłaczany wodór produkowany z wykorzystaniem energii z morskich farm wiatrowych.

Program Wodorowy GK PGNiG ma na celu uzyskanie nowych i rozszerzenie już posiadanych kompetencji w celu uzyskania wiodącej pozycji na rozwijającym się rynku wodoru. Zależy nam, aby te kompetencje obejmowały wszystkie elementy łańcucha wartości wodoru, czemu będzie służyć uruchamianie konkretnych przedsięwzięć badawczych, pozwalających na testowanie i wdrażanie różnych rozwiązań i technologii. Definiujemy wodór jako paliwo przyszłości, źródło energii o bardzo szerokim zastosowaniu (transport, kogeneracja dużych i małych mocy, magazynowanie energii itd.) i dlatego znajduje się ono na liście priorytetów PGNiG – koncernu energetycznego wspierającego działania na rzecz neutralności klimatycznej gospodarki.

W PGNiG stawiamy również na rozwój kompetencji w obszarze innych bezemisyjnych rozwiązań oraz efektywności energetycznej. Technologie te powinny doprowadzić do stopniowej redukcji wpływu na środowisko, zapewniając, obok bezpieczeństwa energetycznego kraju także transformację w stronę ekologicznej gospodarki. Odnawialne źródła energii są naszą przyszłością, a budowa segmentu OZE w PGNiG jest jednym z nowych celów strategicznych firmy. Globalni gracze w naszej branży, jak Equinor, BP czy Total, już dawno przyjęli kurs na dywersyfikację swoich produktów poza segment ropy i gazu. W GK PGNiG również obszar wytwarzania energii, w tym ciepłowniczy i OZE, będzie miał coraz większe znaczenie. Dotychczas przeprowadziliśmy inwentaryzację gruntów i dachów majątku GK PGNiG pod kątem posadowienia instalacji fotowoltaicznych, dzięki czemu poznaliśmy nasz potencjał w tym zakresie. W centrali PGNiG SA rozpoczęła się budowa pierwszej dachowej instalacji fotowoltaicznej o mocy około 50 kW, z której energia będzie wykorzystywana na potrzeby własne. Prowadzimy bardzo dokładny monitoring w obszarze potencjalnych akwizycji w segmencie OZE, przygotowujemy też produkty dla naszych klientów, którzy coraz bardziej interesują się energetyką rozproszoną i efektywnością energetyczną.

Dr Arkadiusz Sekściński, wiceprezes PGNiG ds. rozwoju

Unia Europejska stawia na wodór

Jerzy Kaleta

Opublikowana 8 lipca br. strategia Unii Europejskiej w zakresie wodoru¹ definiuje główne zamierzenia w tym obszarze aż do 2050 roku, określając jednocześnie niezbędne do podjęcia działania i ich koszty oraz analizuje uwarunkowania technologiczne, organizacyjne i polityczne.

Zwraca uwagę spójność opracowania ze strategią Europejskiego Zielonego Ładu² oraz z dokumentem „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego³ (dokument ogłoszony równocześnie 8 lipca br.). W tym drugim opracowaniu wskazano bowiem, w jaki sposób rozwój technologii wodorowych będzie wspierać proces dekarbonizacji gospodarki. Zapowiedziano ponadto opublikowanie (do końca 2020 roku) kolejnego zintegrowanego dokumentu dotyczącego stanowiska UE w zakresie wykorzystania wodoru w sektorze transportu (tzw. strategia na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności).

Motywacje

Na wstępie zwrócono uwagę na rosnące zainteresowanie wodorem na świecie, będące następstwem jego roli jako surowca, paliwa i nośnika oraz magazynu energii, a także możliwości wykorzystania w przemyśle, transporcie, energetyce i budownictwie. Kluczowe znaczenie ma brak emisji przy jego stosowaniu i wynikające stąd znaczenie wodoru w planach osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej i zerowego poziomu zanieczyszczeń do 2050 roku. Podkreślono też, że wodór stanowi obecnie jedynie 2% unijnego koszyka energetycznego i jest nadal wytwarzany głównie z paliw kopalnych (gazu ziemnego lub węgla). Udział ten wzrośnie do 13–14% w 2050 roku, a wodór (tzw. zielony) będzie produktem elektrolizy i energii ze źródeł odnawialnych. Realność takiego scenariusza jest również pośrednim następstwem olbrzymich przyrostów mocy z OZE w Europie i koniecznością efektywnego gromadzenia energii przy zmiennych warunkach jej wytwarzania.

W dłuższej perspektywie wodór pozwoli na dokonanie przełomu w takich sektorach przemysłowych, jak chemia i przemysł hutniczy (odpowiednio, tzw. zielona chemia i zielone hutnictwo). Europa ma szansę umocnić też swoją wiodącą pozycję w zakresie czystych technologii wodorowych, czemu sprzyjać będą inwestycje, które do 2050 roku mogą osiągnąć wartość od 180 do 470 mld euro i zapewnić nawet milion nowych miejsc pracy. Przewiduje się też, że zielony wodór zaspokoi aż 24% światowego zapotrzebowania na energię do 2050 roku, przy rocznej sprzedaży w wysokości 630 mld euro.

Przełom w postrzeganiu roli wodoru w gospodarce nastąpił w 2019 roku, co spowodowało, że obecnie plany inwestycyjne do

2030 roku zakładają globalne inwestycje w elektrolizery o mocy 8,2 GW, z tego prawie 60% w Europie. Według innych szacunków, w Europie do 2024 roku zostaną zainstalowane elektrolizery o mocy co najmniej 6 GW (z tego 5 GW w Niemczech), a do 2030 roku moc elektrolizerów wzrośnie do 40 GW. Realizacja tak ambitnych planów wymagać będzie olbrzymich inwestycji i ścisłej współpracy członków UE.

Plan działania

Zdefiniowano wyzwania, przed którymi stoi UE w zakresie gospodarki wodorowej, określono też skalę nakładów finansowych oraz niezbędne działania organizacyjne i prawne, aby założone cele dało się osiągnąć. Podzielono harmonogram wdrażania strategii na trzy etapy, a mianowicie lata: 2020–2024, 2025–2030 oraz 2030–2050. Założono przy tym, że priorytetem UE jest rozwój produkcji wodoru odnawialnego z wykorzystaniem OZE oraz silnego europejskiego przemysłu elektrolizerów. W krótszej perspektywie zachodzić będzie jednak konieczność okresowej akceptacji niskoemisyjnego wodoru z paliw kopalnych, z wychwytywaniem i gromadzeniem oraz wykorzystaniem dwutlenku węgla.

Plan przewiduje wyraźne rozgraniczenie działań w zakresie dekarbonizacji, które można osiągnąć bezpośrednią elektryfikacją od obszarów, gdzie nie będzie to technologicznie łatwe lub opłacalne i gdzie zastosowanie wodoru ma znaczenie kluczowe. Wskazano tu na:

- znaczenie wodoru w gromadzeniu energii ze źródeł OZE, z natury niestabilnych. Umożliwi to poprawę parametrów ekonomicznych OZE (brak wyłączeń w przypadku okresowego „nadmiaru” energii),
- zastąpienie paliw kopalnych w niektórych wysokoemisyjnych procesach przemysłowych (przemysł stalowy, chemiczny, cementowy itp.), gdzie stosowanie bezpośredniej elektryfikacji jest niecelowe,
- wytworzenie syntetycznych paliw wodoropochodnych (syntetyczna nafta lotnicza, syntetyczny olej napędowy oraz syntetyczne węglowodory do wytwarzania chemikaliów i nawozów),
- wybrane segmenty systemu transportowego (transport samochodowy, kolejowy, wodny), gdzie należy wyeliminować napęd Diesla, ale gdzie koszty elektryfikacji (np. kolej) są wysokie lub zastosowanie systemów bateryjnych jest nieefektywne.

Istotnym wyzwaniem jest pokonanie bariery cenowej zielonego wodoru. Obecna cena wodoru z paliw kopalnych wynosi 1,5 euro/kg, a wodoru zielonego 2,5–5,5 euro/kg. Szacuje się jednak, że radykalna obniżka cen elektrolizerów, w następstwie zwiększenia skali ich produkcji, umożliwi w 2030 roku konkurencyjne wytwarzanie zielonego wodoru w regionach o taniej energii z OZE.

W pierwszej fazie (2020–2024) głównym celem będzie wyprodukowanie zasilanych z OZE elektrolizerów o mocy co najmniej 6 GW, które wytworzą 1 milion ton wodoru zielonego w UE. Zainicjuje to rozwój czystego transportu ciężkiego (eliminacja oleju napędowego), próby stabilizacji funkcjonowania OZE oraz działania pilotowe w zakresie wykorzystania wodoru w przemyśle. Rozpocznie się w tym celu seryjną produkcję elektrolizerów o mocy 100 MW. W tej fazie dopuszcza się wykorzystanie wodoru z paliw kopalnych, z jednoczesnym wychwytywaniem, składowaniem i wykorzystaniem dwutlenku węgla.

W drugiej fazie (2025–2030) zainstalowane zostaną elektrolizery o mocy co najmniej 40 GW, które wytworzą nawet 10 milionów ton wodoru. Umożliwi to wykorzystanie wodoru w produkcji stali (eliminacja koksu) oraz szerokie wykorzystanie w transporcie ciężarowym, kolejowym i, częściowo, morskim. Wodór wykorzystany zostanie wówczas już na dużą skalę do „uelastycznienia” OZE przez buforowe gromadzenie energii okresowo nadmiarowej oraz w gospodarce komunalnej (ogrzewanie i lokalne wytwarzanie energii elektrycznej). Zakłada się, że w tej fazie opracowane zostaną też efektywne technologie transportu wodoru na duże odległości z rejonów, gdzie energia z OZE będzie tania.

W trzeciej fazie (2030–2050) oczekuje się pełnej dojrzałości technologii wodorowych i ich masowego wdrożenia nie tylko w obszarach już wymieniowych, ale również w sektorach uważanych za trudne do dekarbonizacji (np. lotnictwo, żegluga, duże obiekty przemysłowe i handlowe). Zakłada się również produkcję paliw syntetycznych na dużą skalę z wykorzystaniem wodoru. Powstanie też otwarty i konkurencyjny rynek wodoru z nieograniczonym handlem transgranicznym. Gospodarka wodorowa w UE zapoczątkowana zostanie przez tworzenie lokalnych klastrów wodorowych i – w kolejnym etapie – rozwiązań regionalnych (ang. *Hydrogen Valleys*), a w fazie zaawansowanej nastąpi tworzenie szerokiej unijnej infrastruktury logistycznej (np. transport wodoru na większe odległości). Ponadto, konieczne będzie rozwiązanie problemu wielkoskalowego gromadzenia wodoru (kawerny solne). Możliwy będzie również rozwój międzynarodowego handlu, zwłaszcza z krajami Europy Wschodniej sąsiadującymi z UE oraz w południowych i wschodnich państwach basenu Morza Śródziemnego.

Inne potencjalne atuty upowszechnienia wodoru, to:

- stworzenie nowego obszaru, czyli gospodarki wodorowej, dającego szansę na uzyskanie przewagi konkurencyjnej UE w stosunku do reszty świata,
- możliwość integracji potencjału naukowego i innowacyjnego UE na rzecz rozwoju technologii z użyciem wodoru,
- pozytywny wpływ wodoru na wzrost gospodarczy i tworzenie miejsc pracy w pełnym łańcuchu wartości i na terenie całej Unii Europejskiej,
- konieczność opracowania ambitnych i dobrze skoordynowanych strategii w zakresie wodoru na szczeblu krajowym i europejskim, a także możliwość podjęcia działań dyplomatycznych

w dziedzinie energii i klimatu z partnerami międzynarodowymi spoza UE,

- możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury gazu ziemnego, również wtedy, gdy dotychczasowa rola tego gazu będzie zanikać,
- wsparcie strategicznych inwestycji w czysty wodór w ramach programu InvestEU, który ruszy w 2021 roku.

Skala niezbędnych inwestycji

Realizacja zamierzeń wymagać będzie ogromnych inwestycji. Koszt zaplanowanych do 2030 roku elektrolizerów to kwota od 24 do 42 mld euro. Dodatkowe wydatki (220–340 mld euro) związane będą z budową OZE o mocy 80–120 GW. Koszty składowania CO₂, w przypadku wodoru z paliw kopalnych to dodatkowo 11 mld euro, a koszty magazynowania, transportu i dystrybucji wodoru to kolejne 65 mld euro. Natomiast budowa następnych 400 stacji tankowania wodoru (obecnie funkcjonuje 100) to wydatek około 850–1000 mln euro. Dużych nakładów wymaga szerokie wdrożenie wodoru w przemyśle. O skali niezbędnych inwestycji w hutnictwie niech świadczy fakt, iż przekształcenie „konwencjonalnej” huty w „wodorową” wymaga nakładów w wysokości 160–200 mln euro.

Strategia wodorowa to dopiero początek

Dokument z oczywistych powodów nie rozstrzyga wielu istotnych kwestii szczegółowych, które będą przedmiotem uzgodnień między członkami UE. Dotyczyć to będzie takich zagadnień jak strategiczne plany inwestycyjne dla całej UE, pobudzanie popytu i zwiększanie produkcji wodoru, opracowanie zasad rynkowych czy stworzenie mechanizmów wsparcia badań naukowych i innowacji w zakresie technologii wodorowych. Dlatego, mając na uwadze nasze narodowe interesy, wskazane byłoby zwrócenie w dyskusjach wewnątrzunijnych uwagi na następujące aspekty:

- masowe wdrożenie wodoru w gospodarce wymaga wielu regulacji prawnych oraz norm związanych z bezpieczeństwem. To długie i kosztowne procedury, których podejmowanie w poszczególnych państwach członkowskich nie ma sensu. Potrzebne jest tu pilne działanie wspólnotowe i integracja poczyną instytucji krajowych,
- jednolitej regulacji wymaga też sprawa opodatkowania energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji zielonego wodoru, aby energia była opodatkowana tylko jeden raz – w momencie dostawy do końcowego użytkownika oraz aby unikać nieuzasadnionych podwójnych opłat sieciowych.
- zachodzi obawa, że środki publiczne (z różnych instrumentów UE) na cele „wodorowe” nie będą wydane proporcjonalnie (niezależnie od tego, co to dokładnie znaczy) na potrzeby wszystkich krajów UE, co może grozić pogłębieniem istniejących już dziś nierówności. Niezbędne inwestycje będą drogie i trudne do sfinansowania ze środków krajowych,
- należy doprecyzować/uściślić, jaki powinien być udział przedsiębiorców z zakresu wodoru w mechanizmach finansowych takich jak FST, Next Generation EU, InvestEU, Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego, Fundusz Spójności, w tym w ramach nowej inicjatywy REACT-EU,

- stworzenie mechanizmu finansowania dużych przedsięwzięć
 - infrastrukturalnych w zakresie transportu wodoru (rurociągi) i jego masowego gromadzenia (kawerny solne),
- wczesne opublikowanie zamierzeń FCH JU na najbliższe lata, co umożliwi wykorzystanie potencjału naukowego i gospodarczego krajów UE na rzecz rozwoju nowych i potaniających technologii „wodorowych”.

* * *

Łatwiej byłoby zgłaszać uwagi i sugestie do wodorowej strategii UE, gdyby była strategia polska. Jak wiadomo, mimo wielokrotnych zapowiedzi dokument taki nie został jeszcze opublikowany. A wiele krajów takie strategie ma na poziomie nie tylko krajowym/federalnym, ale i regionalnym (niektóre landy niemieckie, regiony w Hiszpanii, np. Aragonia).

Prof. dr hab. inż. Jerzy Kaleta, kierownik Katedry Mechaniki, Inżynierii Materiałowej i Biomedycznej, Wydział Mechaniczny, Politechnika Wroclawska

Autor legitymuje się osiągnięciami w zakresie wykorzystania wysokociśnieniowych zbiorników kompozytowych do gromadzenia samochodowych paliw gazowych, takich jak metan i wodór oraz zastosowania stacjonarnych ogniw paliwowych do celów energetycznych. Pełnił funkcję koordynatora, po stronie Politechniki Wroclawskiej, następujących projektów z obszaru ciśnieniowego gromadzenia wodoru, finansowanych ze środków UE: StorHy, InGas, HyComp, Copernic, HyPactor, HyCube, Hiphone. Koordynował też część badań w ramach dużego projektu krajowego „Wykorzystanie odpadowego wodoru do celów energetycznych”. Obecnie jest także członkiem zespołu ds. wodoru, utworzonego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, reprezentuje Politechnikę Wroclawską w gremiach InnoEnergy oraz wspólnie z zespołem uczestniczy w przygotowaniu polskich projektów z zakresu wytwarzania, gromadzenia i wykorzystania wodoru

¹ Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, COM(2020) 301 final.

² Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final.

³ Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego, COM(2020) 299 final.

Wodór jako druga twarz OZE...

Grzegorz Tchorek

Technologie wodorowe mają wieloletnią i bogatą historię rozwoju a wodór charakteryzuje się wieloma cechami wyróżniającymi go na tle innych paliw, m.in. jest najpowszechniejszym pierwiastkiem na Ziemi, ma wysoką gęstość energii (po sprężeniu), wysoką kaloryczność i wartość opałową, małą lepkość, a przede wszystkim jest rewersyjnym nośnikiem energii (można go zamienić na energię elektryczną, a energię na wodór).

Dlaczego więc to zeroemisyjne paliwo dotychczas nie zostało upowszechnione? Jednym z podstawowych problemów tego gazu jest to, że nie występuje on w stanie wolnym i wymaga wyodrębnienia z innych związków. Ślad węglowy towarzyszący wodorowi zależy od metody jego pozyskania i choć wodór jako nośnik energii sam w sobie jest paliwem zeroemisyjnym, to jednak jego wytworzenie czy doczyszczanie może generować wysoki koszt ekologiczny i ekonomiczny.

Kluczowym czynnikiem w „czystym” pozyskaniu wodoru (w procesie elektrolizy) jest koszt energii (60–80%), dlatego o możliwościach produkcyjnych docelowego zielonego wodoru w znacznej mierze zdecyduje skala instalowanych OZE, która wpłynie na lokalne ceny energii. Wzrostowi udziału OZE (szczególnie niesterowalnych – z wiatru i ze słońca) powinna towarzyszyć tendencja spadkowa cen energii, ale jednocześnie wzrosnąć niestabilność całego systemu energetycznego. Naturalnym rynkiem, współistniejącym z niesterowalnym OZE, jest rynek magazynowania energii, który wymaga krótkoterminowych zasobników energii (np. superkondensatorów), średnioterminowych (np. baterii litowo-jonowych czy kwasowo-olowiowych) i długoterminowych. Wodór, ze względu na swoje właściwości sezonowego magazynowania w cyklu rocznym może odegrać rolę w stabilizowaniu systemu energetycznego. Nasza krajowa przewaga w postaci kawern solnych sprzyja zainteresowaniu tą technologią z uwagi na możliwość wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania wodoru akumulowanego np. z morskich farm wiatrowych.

Tak więc, w obliczu rozwoju OZE – z jednej strony – wodór ma szansę być produkowany z nadwyżkowej energii, a z drugiej – ma potencjał jako stabilizator systemu energetycznego kraju. Dzięki swojej roli, jako magazynu energii, może też stanowić środek wymiany nadwyżek OZE „zapakowanych” w molekuly wodoru, które będą podlegać importowi i eksportowi w skali globalnej. Oznacza to, że UE, zakładająca import zielonego wodoru spoza swojego obszaru, będzie sprowadzać nadwyżki lokalnego OZE z Afryki, Australii, Norwegii, a być może także z Chin.

Choć wodór będzie pozyskiwany różnymi sposobami, to stonimy w obliczu pozytywnych doświadczeń globalnego trendu upowszechnienia i szybkiego wzrostu efektywności rozwiązań pozyskania energii ze słońca i wiatru, a jednocześnie spadku cen tych technologii. Czynniki te sprawiają, że rozwój OZE będzie stymulował rozwój gospodarki wodorowej, a wodór ma szansę stać się istotnym spoiwem i wehikułem transformacji energetycznej. W europejskiej dyskusji często mówi się więc o odnawialnym wodorze (*renewable hydrogen*) jako paliwie przyszłości, dlatego że wodór bezpośrednio łączy się z technologiami OZE.

Konkurencyjność cenowa technologii wodorowych

Z uwagi na zaawansowanie technologiczne, wciąż niską sprawność wielu procesów, konieczność zapewnienia bezpieczeństwa i czas potrzebny do osiągnięcia korzyści skali i efektów sieci, tech-

nologie wodorowe zapewne przez dłuższy czas będą droższe od technologii konwencjonalnych, ale mimo to będzie następowało ich upowszechnianie.

Wzrost roli wodoru i rozwój gospodarki wodorowej nastąpią w wyniku kilku wzmacniających się megatrendów: społecznej świadomości ekologicznej konsumentów i prosumentów, połączonej z presją na poprawę jakości klimatu, transformacji energetycznej napędzanej technologiami nisko- i zeroemisyjnymi oraz zrównoważonemu finansowaniu, które będzie promować rozwiązania przyjazne środowisku.

■ **Świadomość ekologiczna** i towarzyszące jej obawy o przyszły stan środowiska naturalnego uruchomiły liczne oddolne, ale również zorganizowane instytucjonalnie działania społeczne i polityczne skierowane na rzecz zrównoważonego rozwoju, gdzie zysk ekonomiczny przestaje być jedynym kryterium efektywności gospodarowania zasobami. W społecznym odczuciu wodór zyskuje status czystego i zeroemisyjnego paliwa, choć barierą nadal pozostaje przełamanie obaw dotyczących bezpieczeństwa. Niemniej jednak, śledząc liczne międzynarodowe inicjatywy (w tym nowo ogłaszane krajowe i regionalne strategie wodorowe), bez wątplenia można uznać, że wodór zyskał pełną akceptację polityczną jako instrument przeciwdziałania negatywnym zmianom klimatycznym obok innych technologii jak PV, *offshore wind*, CCSU, biopaliw itd. Wydaje się również, że mamy do czynienia z sytuacją, w której konsumenci i prosumenci są zdolni ponosić (częściowo) wyższe koszty rozwiązań dających mniejszy ślad węglowy, a rządy gotowe są wspierać finansowo projekty do czasu osiągnięcia przez nie pełnej rentowności i skalowalności.

■ **Transformacja energetyczna** będzie procesem złożonym, zależnym od lokalnych wyzwań, wieloetapowym i wieloletnim. Niezależnie od tego, jak będzie przebiegać, wodór zajął długo wyczekiwane i zasłużone miejsce jako pożądana technologia zeroemisyjna. Za przełomowe w tym zakresie należy uznać kilka ostatnich lat, kiedy wodór pojawił się w szerszym ujęciu w 2018 roku, m.in. na agendzie szczytu G 20, w inicjatywie Austrii podczas jej prezydentury w UE i na I spotkaniu ministrów energii w Japonii. Lata 2018–2020 to również czas licznych analiz i strategii zakładających znaczący wzrost wsparcia i wykorzystania wodoru i zaprojektowanie oraz wstępne wdrożenie wielu demonstratorów technologii. Dla Polski punktem odniesienia są decyzje i ustalenia na poziomie UE, zawarte w ramach tzw. Europejskiego Zielonego Ładu, skierowanego na osiągnięcie neutralności klimatycznej, a w kontekście wodoru również założenia strategii wodorowej UE, w której przyjmuje się że:

- a) do 2050 roku czysty wodór będzie odpowiadał w Europie za około 14% miks energetycznego,
- b) niebieski wodór z gazu ziemnego ma charakter przejściowy (dla początkowych etapów rozwoju rynku); zakłada się, że w UE powstanie około 40 GW mocy przyłączeniowych elektrolizerów do 2030 roku oraz będzie produkowane około 10 mln ton zielonego wodoru; ceny wodoru kształtują się na poziomie 1,5 euro/kg dla wodoru z paliw kopalnych bez CCS, 2 euro/kg dla wodoru z paliw kopalnych z CCS oraz 3–5,5 euro/kg dla wodoru zielonego. W początkowych fazach rozwoju rynku technologie wodorowe zostaną wprowadzone w przemyśle ciężkim, hutnictwie i przemyśle chemicznym.

■ **Zrównoważone finansowanie** to trzeci element, który odegra kluczową rolę w transformacji energetycznej i promocji wodoru jako jednej z kluczowych technologii zeroemisyjnych. Rosnąca świadomość ekologiczna i postawy na rzecz zrównoważonego rozwoju zmniejszają rolę zysku firmy jako kluczowego kryterium efektywności i przenoszą ciężar na czynniki środowiskowe. Rośnie więc znaczenie podejścia ESG (uwzględnienia kwestii środowiskowych, społecznych i związanych ze sposobem zarządzania) i rola raportowania niefinansowego firm. Istotną rolę w zakresie wsparcia inwestycji, w tym preferencyjnego finansowania, odegra tzw. taksonomia, która uzależni dostęp do finansowania od spełnienia celów adaptacji do zmian klimatu, przeciwdziałania negatywnym zmianom środowiskowym, dbałości o bioróżnorodność i funkcjonowanie gospodarki w obiegu zamkniętym.

Jak transformować gazownictwo do „wodornictwa”?

Jest prawdopodobne, że w UE do 2050 roku gaz ziemny podzieli los węgla i docelowo nastąpi eliminacja jego wydobycia i zużycia (choć na świecie ten trend będzie przebiegał w zróżnicowany sposób). Zapowiedzi UE wskazują, że w kolejnych wersjach polityki klimatycznej i instrumentach ją uszczegółowiających, jak np. tzw. taksonomia zrównoważonego finansowania, gaz może docelowo zostać potraktowany podobnie restrykcyjnie jak węgiel. Według założeń, w przypadku wytwarzania energii ze źródeł gazowych kluczowy może okazać się próg emisyjności określony na poziomie 100 g CO₂/kWh. Wartość ta będzie systematycznie spadać co pięć lat do poziomu 0 g w 2050 roku*. Nasilenie restrykcji wobec gazu zacznie być znacząco odczuwalne po 2030 roku. Dlatego, projektując politykę inwestycyjną, należy uwzględnić konieczność płynnego przejścia pomiędzy gazem ziemnym a wodorem oraz w sektorach towarzyszących. W perspektywie dekady lub dwóch dekad inwestycje w sektorze gazowniczym powinny być bezpieczne. Jeśli dodatkowo będą uwzględniały absorpcję technologii wodorowych, to być może również będą mogły liczyć na pewne wsparcie finansowe.

Lokalne dylematy i polityka promowania lokalnego udziału w łańcuchu wartości (*local content policy*)

Dotychczasowym problemem rozwoju rynku wodoru w Polsce jest brak strategicznego myślenia i wyjścia poza wąskie zainteresowanie większości interesariuszy, brak szybkich i skutecznych decyzji, nadmierna koncentracja na rozważaniach, nieefektywne wykorzystanie dotychczasowych projektów B+R i własnego doświadczenia, brak orientacji prorynkowej prowadzonych działań, brak współpracy w początkowych fazach tworzenia rynku, brak konsekwentnego podejścia i ciągłości działania oraz brak regulacji pozwalających na skuteczniejsze wdrażanie rozwiązań już dziś możliwych (technologicznie) do implementacji.

Stworzenie regulacji prawnych dla rozwoju rynku (infrastruktury instytucjonalnej) stanowi krytyczny i najtańszy element, ale wymagający prognozowania konsekwencji zapisów, ich spójności i kompletności. Promowanie rozwiązań B+R i wdrożeniowych w formule partnerstw innowacyjnych, zakupów przedkomercyjnych i pojawienie się rosnącej liczby demonstratorów powinny doprowadzić do zbudowania zrębów rynku wodorowego z regularną podażą czystego wodoru, regularnym popytem i ukształ-

towaną ceną, co wymaga zbudowania infrastruktury produkcji, magazynowania, przesyłu i dystrybucji.

W polityce ekonomicznej i praktyce gospodarczej wykształcił się trend do poszukiwania i promowania lokalnego wkładu (*local content policy*). Większy udział lokalnego wkładu w ostateczną wartość/cenę oferowanych produktów i mniejszy dystans do ostatecznego odbiorcy oznaczają na ogół wyższą pozycję w strukturze łańcucha wartości, wyższą wartość dodaną i wyższe marże. Osiągnięcie tego stanu wymaga jednak nakładów kapitałowych, a przede wszystkim aktywów niematerialnych jak *know-how*, patenty, licencje i doświadczenie wdrożeniowe.

Globalny wyścig technologiczny i komercjalizacyjny w zakresie elektrolizerów i ogniw paliwowych (kluczowych produktów gospodarki wodorowej) sprawia, że uplasowanie w tych komponentach znaczącej krajowej wartości dodanej na tym etapie będzie bardzo trudne. Należy jednak zwrócić uwagę na wysokie krajowe kompetencje B+R w zakresie technologii materiałowych, kriogenicznych i wysokociśnieniowych, które pozwalają rozwijać technologie w zakresie budowy zbiorników, metod magazynowania, urządzeń pomiarowych, przewodów, kompresorów, pomp wspomagających i kriogenicznych, nadprzewodnictwa itd. W ich przypadku również konieczne są znaczne nakłady na B+R, certyfikację oraz szybkie i skuteczne wdrożenia, aby zapewnić produkty akceptowalne na rynku. Konieczny jest również odbiorca tych produktów, zainteresowany ich badaniem, wykorzystaniem i komercjalizacją na rynku Beta.

Podsumowanie, czyli o magazynowaniu mleka w serze...

Optymiści twierdzą, że gospodarka wodorowa (jej zręby) może być zbudowana w krótkim czasie, niemniej wymaga to pojawie-

nia się precyzyjnych regulacji w wielu obszarach życia, wyznaczenia koalicji celów i wspólnego wysiłku, podjęcia ryzyka inwestycyjnego itd. Wiele uwagi poświęca się również niskiej sprawności procesów towarzyszących rozwiązaniom wodorowym, które mogą stanowić barierę ich rozwoju. Ponadto, dyskusja na temat wielu elementów łańcucha wartości jest wciąż w fazie załączkowej bądź problemy te podejmuje się w bardzo wąskim zakresie (np. gospodarka wodna na potrzeby elektrolizy i zagospodarowanie tlenu, odporność materiałowa komponentów itd.). Czy to oznacza, że gospodarka wodorowa to wciąż mrzonka czy też wodór to nie tylko nośnik energii, ale również zmiana sposobu myślenia o środowisku, energetyce i gospodarce?

W jednej z restauracji przeczytałem sentencję: „ser jest najstarszą formą magazynowania mleka”. Choć przykład dotyczy banalnej, wydaje się, sprawy i przenosi nas w inne rewiry aktywności człowieka, pozwala inaczej spojrzeć na kwestię magazynowania. Dziś w przetwórstwie żywności procesy technologiczne są zautomatyzowane, skalowalne i sterowalne, ale 7500 lat temu, kiedy podjęto trud wyrobu sera, bez wątplenia nie były. Skoro więc na początku XXI w. ser jest najstarszą i wciąż najlepszą metodą przechowywania mleka, dlaczego na obecnym etapie rozwoju ludzkości wodór nie może być właściwą metodą magazynowania energii?

Dr Grzegorz Tchorek, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski

* Obecnie EBI finansuje już nieliczne z obiecanych inwestycji z poziomem 250 g CO₂/kWh. Dotychczasowy standard, zyskujący finansowanie EBI, to 550 g CO₂/kWh. Bank wprowadza politykę kredytową dla energetyki, która zakończy wszelkie finansowanie produkcji energii z paliw kopalnych do końca 2021 roku.

Gospodarka wodorowa – kolejny święty Graal czy realna szansa?

Magdalena Maj, Aleksander Szpor

Na początku lipca 2020 roku Komisja Europejska opublikowała strategię wodorową, która miała stać się znaczącym elementem w realizacji głównego celu UE, jakim jest osiągnięcie zeroemisyjnej gospodarki do 2050 roku. Potencjał wodoru dla procesu transformacji zeroemisyjnej wynika z faktu, że zarówno podczas jego spalania (w czystym tlenie), jak i reakcji w urządzeniach elektrochemicznych (np. ogniwach paliwowych) nie wydzielają się żadne szkodliwe dla środowiska lub klimatu substancje. Jednak aby zapewnić gospodarce korzyści ze stosowania wodoru, konieczne jest zaplanowanie rozwoju czterech segmentów: 1) produkcji wodoru, 2) przesyłu, 3) magazynowania i 4) zastosowań. Optymalizacja ścieżek rozwoju ma umożliwić urynkowanie technologii czystego wodoru.

Produkcja wodoru na świecie wynosi około 120 Mt, z czego 70 Mt pochodzi z dedykowanych instalacji, a pozostała część powstaje jako produkt uboczny w przemyśle rafineryjnym i chemicznym. Najpopularniejszą technologią produkcji wodoru jest reforming parowy metanu (76% produkcji dedykowanej) oraz produkcja wodoru z węgla

(23% produkcji dedykowanej). Procesy te są konkurencyjne cenowo, choć do wykorzystania tak wyprodukowanego wodoru w ogniwach paliwowych konieczne jest poddanie go oczyszczaniu, co jest bardzo kosztowne. W przybliżeniu oczyszczanie wodoru pozyskanego metodą reformingu parowego metanu za pomocą adsorpcji zmiennociśnie-

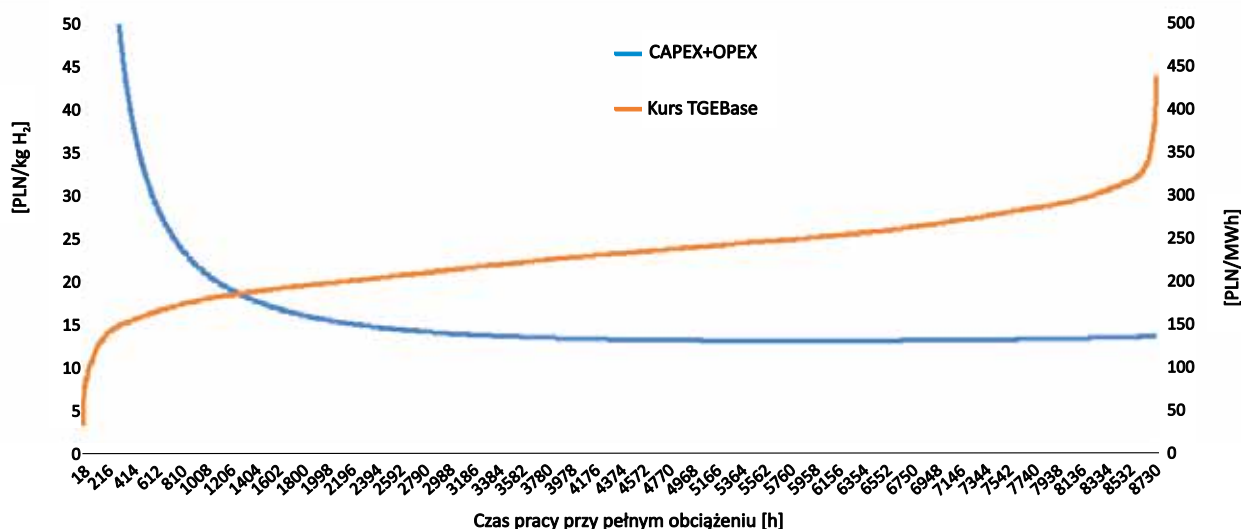
niowej (PSA – *Pressure Swing Adsorption*) to koszt około 2,7 zł/kg H₂ wobec szacowanych 7,8 zł/kg kosztu produkcji. Dodatkowo, proces reformingu wiąże się z emisją CO₂ i chociaż możliwe jest połączenie tego procesu z technologią składowania i/lub wykorzystania CO₂ (CC(U)S), znacznie zwiększa to koszt produkcji wodoru – od 0,7 do 2,6 zł/kg H₂¹.

Rozwijającą się od kilku dekad alternatywą dla reformingu jest elektroliza wody. Zgodnie ze strategią UE, elektrolizery zasilane z odnawialnych źródeł energii mają stać się głównym źródłem wodoru, ograniczając zużycie gazu i tym samym emisję CO₂. Wodór może być produkowany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem dedykowanych OZE albo z wykorzystaniem nadwyżki produkcji energii elektrycznej z OZE. Aby wodór mógł być szerzej stosowany w polskiej energetyce, nie wystarczy wykorzystanie samych nadwyżek z instalacji OZE. Wraz z większym współczynnikiem wykorzystania mocy elektrolizera w ciągu roku, spada wpływ kosztów kapitałowych na koszt produkcji wodoru,

być zainstalowane w państwach sąsiadujących od południa i wschodu – w Maroku i na Ukrainie. Kraje te zostały wskazane ze względu na korzystne warunki naturalne – wysoką wietrzność i nasłonecznienie, a w przypadku Ukrainy także znaczny potencjał biomasy. Kraje te mają także wystarczającą przestrzeń do budowy wielkoskalowych źródeł energii odnawialnej, a dzięki bliskiemu sąsiedztwu z UE mają szansę eksportować wodór rurociągami, co jest efektywniejsze kosztowo niż przesył energii elektrycznej przy takich odległościach. W 2030 roku około 3 mln ton zielonego wodoru (118 TWh) mogłoby być transportowane do UE, stanowiąc 17 proc. jej całkowitego zapotrzebowania².

Możliwości magazynowania wodoru silnie warunkują skalę jego wykorzystania w gospodarce. Wodór może być magazynowany stacjonarnie lub w aplikacjach mobilnych. Stacjonarne jego magazynowanie stosuje się w celu minimalizacji częstości kosztów dostaw oraz zgromadzenia awaryjnych zapasów. Szczególne zastosowanie znajduje

Rysunek 1. Koszt produkcji wodoru w procesie elektrolizy z energii elektrycznej z sieci



Uwaga: do obliczeń przyjęto za OPEX wyłącznie koszty energii elektrycznej, koszty CAPEX=1000 euro/kW/rok, sprawność (LHV)=65 proc.; cena energii elektrycznej z TGE indeks TGEBase z 2019 roku.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych TGE.

a przy maksymalnym jego wykorzystaniu większy wpływ na koszt produkcji ma cena energii elektrycznej. Dlatego dla produkcji wodoru przy niskim koszcie konieczny jest stosunkowo wysoki współczynnik wykorzystania mocy i niskie ceny energii elektrycznej. Na przykład – według danych TGE – w 2019 roku wartość indeksu TGEBase wynosiła poniżej 100 zł/MWh tylko przez 58 godzin. Wykorzystanie elektrolizerów w tak małym stopniu spowodowałoby, że koszt końcowy produkcji wodoru wyniósłby 225 zł/kg H₂.

W średnim horyzoncie, nawet przy optymistycznym wariacie rozwoju krajowych OZE, import energii będzie miał istotny udział w zaspokajaniu rosnącego krajowego popytu. W dłuższym okresie warta rozpatrzenia jest budowa dedykowanych farm OZE (szczególnie *off-shore*) w optymalnych geograficznie lokalizacjach (poza granicami Polski), przeznaczonych do wytwarzania wodoru. Innym rozwiązaniem może być import wodoru w formie sprężonego lub upłynnionego gazu. Taka możliwość dostrzegana jest też w Unii Europejskiej. Stowarzyszenie Hydrogen Europe w swoim raporcie, a za nim KE w swojej strategii wodorowej wyznaczyły ambitny cel budowy 40 GW mocy elektrolizerów w Europie do 2030 roku. Drugie 40 GW mocy elektrolizerów ma

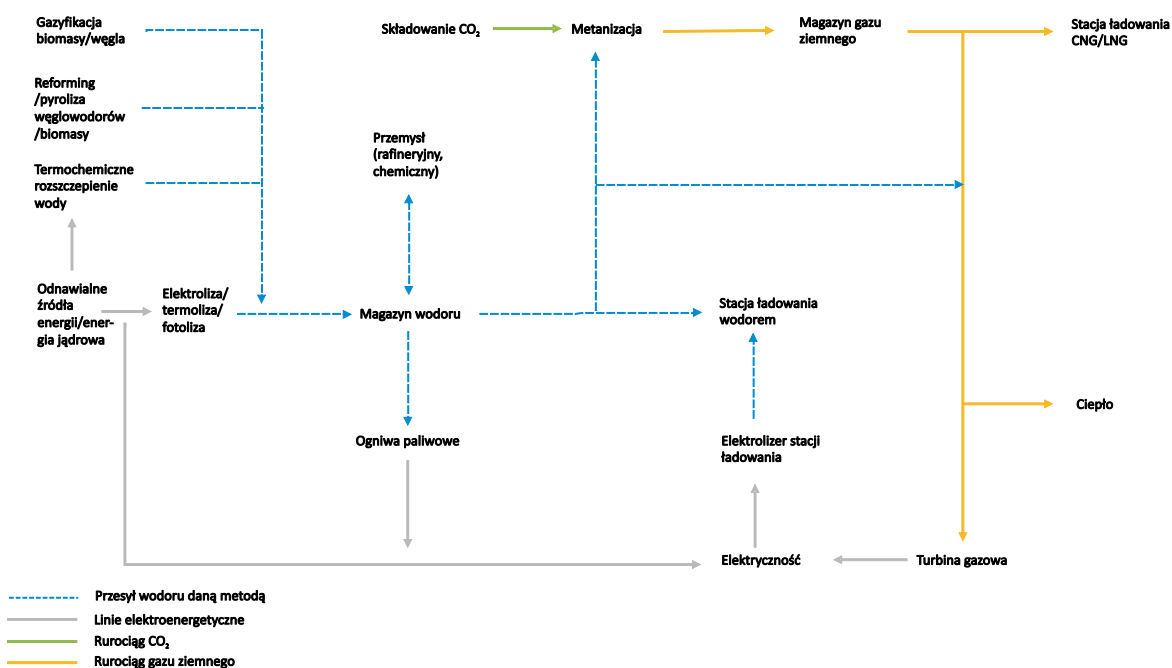
magazynowanie wodoru wyprodukowanego w procesie elektrolizy zasilanej odnawialnymi źródłami energii. W aplikacjach mobilnych wodór przechowywany jest w celu natychmiastowej konwersji energii. W tych zastosowaniach zbiorniki mają inne wymagania. Od magazynów stacjonarnych różnią się wymaganym ciśnieniem, temperaturą i cyklem ładowania. W obu przypadkach magazynowanie wiąże się z koniecznością sprostania wyzwaniom technologicznym powodowanym wysoką dyfuzyjnością, korodowaniem i niską wolumetryczną gęstością energii. Z kolei wybuchowość i palność stanowią wyzwanie pod kątem bezpieczeństwa magazynowania wodoru. Uzyskanie wysokiej gęstości energii przechowywanego wodoru wymaga zużycia znacznej ilości energii, co wiąże się z kosztami. W zależności od sposobu przechowywania wodoru musi być dostosowany do odpowiedniej czystości. Możliwe jest przechowywanie fizyczne w zbiornikach w postaci ciekłej lub gazowej o podwyższonym ciśnieniu i w podziemnych magazynach gazu lub w materiałach za pomocą adsorpcji czy wiązań chemicznych. Ze względu na możliwość długoterminowego i wielkoskalowego przechowywania wodoru bez wielkich strat, jednym z głównych rozwiązań mogą być zbiorniki podziemne, zwłaszcza wyeksploatowane złoża

węglowodorów albo kawerny solne. Ze względu na właściwości soli kawerny są szczególnie interesującym rozwiązaniem, zapobiegającym przenikaniu i ucieczce wodoru.

Efektywny przesył jest kolejnym wyzwaniem dla skali i tempa rozwoju zastosowań wodoru w gospodarce. Ze względu na wspomniane wcześniej dwie właściwości wodoru, tworzenie dedykowanej infrastruktury, jak rurociągi czy instalacje skraplania, jest kapitałochłonne i na obecnym etapie celowe tylko przy stałym, dużym zapotrzebowaniu na wodór, występującym w instalacjach przemysłowych. Aby ominąć tę barierę, możliwe jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej, w której gaz ziemny można łączyć z wodorem poprzez jego domieszkowanie. Proces ten może być realizowany w kolejnych etapach moder-

Mimo iż stosowanie czystego wodoru ma wysoki potencjał w redukcji emisji, jego rozpowszechnienie będzie wymagało pokonania wielu problemów. Wiąże się one przede wszystkim z uzależnieniem kosztów produkcji od dostępu do optymalnych lokalizacji OZE, ze stosunkowo wysokimi kosztami magazynowania oraz z wysokimi kosztami przesyłu czystego wodoru. Już dziś rozważane jest wdrażanie instrumentów przyspieszających rozwój technologii opartych na zielonym wodorze – oprócz standardowych, np. dotacji i grantów na badania i projekty pilotażowe, rozpatrywane jest również wdrażanie systemów przetargowych na kontrakty różnicowe (*carbon contracts for difference*), umożliwiających inwestorom przechodzenie z konwencjonalnych na czyste technologie produkcji wodoru.

Rysunek 2. Schemat gospodarki wodorowej



Źródło: opracowanie własne PIE.

nizacji infrastruktury, pozwalających na stopniowe zwiększanie udziału wodoru w gazie sieciowym.

Wodór już dziś znajduje zastosowanie jako ważny surowiec w przemyśle rafineryjnym i chemicznym, który niełatwo będzie zastąpić na szeroką skalę niskoemisyjnym wodorem. Ograniczanie emisji CO₂ wymagać będzie również zmiany w procesach wytwarzania tego gazu. Docelowo będą one opierać się przede wszystkim na procesie elektrolizy zasilanej energią wiatrową, słoneczną lub z biomasy (zielony wodór) lub paliw kopalnych, ale z wykorzystaniem CC(U)S. Wiele branż prowadzi już obiecujące badania nad wykorzystaniem wodoru – między innymi transport, energetyka, ciepłownictwo i hutnictwo. W transporcie wodór może mieć szczególne zastosowanie w pojazdach ciężkich (samochody ciężarowe, autobusy, lokomotywy, wózki widłowe, promy pasażerskie, samoloty) i w pojazdach autonomicznych. W energetyce wodór może być współspalany w turbinach gazowych, wykorzystywany w mikrogeneracji w ogniwach paliwowych albo jako źródło zasilania awaryjnego. W hutnictwie wodór może być stosowany jako surowiec zamiast koksu, a także do podnoszenia temperatury procesów. Według opinii KE, wodór ma znaleźć szczególnie zastosowanie tam, gdzie elektryfikacja jest trudna lub niemożliwa do osiągnięcia.

Powolne dotąd rozpoznawanie potencjału wodoru w polskiej gospodarce zyskuje szansę na przyspieszenie dzięki strategii wodorowej UE. Można oczekiwać nie tylko pojawienia się ułatwień regulacyjnych, ale większego zaufania rynku do inwestycji wodorowych. Rozpoznanie polskiego potencjału wymaga przeprowadzenia szczegółowej analizy potencjałów najważniejszych uczestników tego rynku. Należą do nich podmioty odpowiedzialne za produkcję energii elektrycznej i ciepłej, transport i logistykę, infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną gazu oraz przemysł naftowy, chemiczny, motoryzacyjny i hutniczy.

Aleksander Szpor, kierownik zespołu energii i klimatu, Polski Instytut Ekonomiczny,
Magdalena Maj, starszy analityk, Polski Instytut Ekonomiczny

¹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217317277/pdf?md5=9aec481ce2ebe46f7c8ed7971c17418a&pid=1-s2.0-S1876610217317277-main.pdf>
² https://static1.squarespace.com/static/5d3f0387728026000121b2a-2/t/5e85aa53179bb450f86a4efb/1585818266517/2020-04-01_Dii_Hydrogen_Studie2020_v13_SP.pdf

GAZ-SYSTEM zakończył przewiert HDD pod Wisłą

GAZ-SYSTEM zakończył przewiert HDD (*Horizontal Directional Drilling*) na trasie inwestycji Pogórska Wola-Tworzeń pomiędzy miejscowościami Kraśniów i Biskupice. Przekroczenie Wisły miało 1018 m długości, a zagłębienie maksymalne wyniosło 38 m poniżej dna rzeki.

Przekroczenie Wisły jest częścią budowy gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Pogórska Wola-Tworzeń w ramach realizacji programu Korytarza Północ-Południe. Licząca 168 km trasa gazociągu przebiegać będzie przez obszar trzech województw: małopolskiego, świętokrzyskiego i śląskiego – przez 22 gminy. Na całej trasie gazociągu realizowane są 152 przekroczenia przeszkód terenowych z wykorzystaniem nowoczesnych technik bezwykopowych. Ich zaplanowanie i wykonanie przyczynia się do zmniejszenia stopnia oddziaływania na środowisko oraz uciążliwości inwestycji dla mieszkańców.

Prace przy przewiercie pod Wisłą prowadzone były w trudnym terenie zalewowym. Pierwszy etap obejmował wykonanie przewiertu dla rurociągu o średnicy 200 mm. Kolejnym było wykonanie wiercenia i poszerzenia otworu, po którym osiągnięto wymaganą średnicę 1000 mm, umożliwiającą



wciągnięcie odcinka nowego gazociągu. Rury były przeciągane pod dnem rzeki z miejscowości Biskupice (województwo małopolskie) do Kraśniowa (województwo świętokrzyskie).

– Korytarz Północ-Południe to jeden z najważniejszych programów inwestycyjnych GAZ-SYSTEM. Przedsięwzięcie obejmuje położenie ponad 800 kilometrów nowych gazociągów i budowę wielu nowych obiektów, w tym węzłów i tłoczni. Pierwszy raz w ramach tego programu pokonujemy Wisłę, stosując nowoczesne i sprawdzone technologie. Dzięki temu do minimum ograniczamy ingerencję w środowisko naturalne – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM.

Budowa Korytarza Północ-Południe umożliwi transport zwiększonych ilości błękitnego paliwa z Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu i gazociągu Baltic Pipe w kierunku południowym i wschodnim. Dzięki temu przedsięwzięciu możliwe będą dostawy gazu ziemnego na potrzeby nowych odbiorców zarówno w Polsce, jak i w krajach sąsiednich.

Inwestycja uzyskała dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 w wysokości około 617 mln zł. Komisja Europejska w październiku 2013 roku przyznała inwestycji status „Projektu wspólnego zainteresowania” (PCI – *Project of Common Interest*) i podtrzymała go w kolejnych listach publikowanych co dwa lata. Zakończenie całej inwestycji planowane jest na czwarty kwartał 2021 roku.

ALSI SERWIS

www.alsiserwis.pl

Produkcja obrotów stacji gazowych
Legalizacja i wzorcowanie gazownictwa
Usługi serwisowe w zakresie gazownictwa
Przebiegi i naprawy stacji gazowych
Produkcja i sprzedaż armatury gazowej
Przebiegi i naprawy stacji gazowych
Produkcja stacji gazowych
Naprawa gazomierzy

Zeskanuj kod QR, aby otrzymać ofertę specjalną!

ul. Korzenna 9, 61-423 Poznań
tel. 61 679 26 12

fb.me/alsiserwis
instagram.com/alsiserwis

sekretariat@alsiserwis.pl

Promujemy potencjał IGG

Rozmowa z **dr. Robertem Perkowskim**, prezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa



Lipcowe Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa wybrało pana do zarządu, a zarząd w tajnym głosowaniu powołał pana na prezesa. Proszę powiedzieć, jakie były motywy ubiegania się o tę funkcję, jakie doświadczenia zawodowe wnosi pan do jej pełnienia?

Jestem pod wrażeniem tempa zmian, jakie w szybkim tempie zachodzą w sektorze energii. Paliwa kopalne stają się *passé*, odnawialne źródła energii wymagają ogromnych nakładów na sieci przesyłowe i potrzebują wspomagania energią konwencjonalną. Gaz ziemny staje się jedynym uniwersalnym paliwem w procesie transformacji energetycznej i jako paliwo przejściowe gwarantuje najskuteczniejsze odchodzenie od węgla. O ile można sobie wyobrazić wytwarzanie energii elektrycznej z różnych źródeł, to ciepła systemowego w elektrociepłowniach i sieciach ciepłowniczych już nie. Tu jedyną alternatywą jest gaz. Walka o czyste powietrze w miastach to nie tylko kogeneracja oparta na gazie w ciepłownictwie, ale też transport publiczny wykorzystujący pojazdy elektryczne lub zasilane gazem. Samorząd gospodarczy sektora gazowniczego, jakim jest Izba Gospodarcza Gazownictwa, to najsilniejszy promotor gazu ziemnego jako paliwa XXI wieku. To jest środowisko, które najskuteczniej wspiera wszystkie inicjatywy sprzyjające rozwojowi sektora, jednoczące osoby fizyczne i struktury biznesowe pracujące na jego rzecz. Dlatego jestem zaszczycony, że mogę w tych działaniach uczestniczyć. Tym bardziej że z ideą samorządu spotkałem się już wcześniej, pracując w lokalnej administracji publicznej. Moje doświadczenie to prezesura i prowadzenie Związku Samorządów Polskich. Ponieważ z wykształcenia jestem ekonomistą, z doktoratem obronionym w Instytucie Nauk Ekonomicznych PAN, w działalności samorządowej dbałem nie tylko o efektywność działania i społeczny pożytek, ale też o kondycję finansową organizacji. Z praktyki tamtych lat wiem, z jakimi problemami formalnymi borykały się firmy sieciowe. Pamiętam, jak wielkim problemem był „inwestorski tor przeszkód”, jak bardzo nieprzewidywalny był proces planowania inwestycji, w odróżnieniu od precyzyjnie określonych parametrów technicznych i technologicznych. Zmiany w tym zakresie się dokonują, ale planowanie inwestycji to wciąż nie jest temat zamknięty dla firm sieciowych.

Obejmuje pan prezesurę organizacji samorządowej sektora gazowniczego o prawie 18-letniej tradycji. Jak ocenia pan jej dorobek organizacyjny i środowiskowy, co uznaje pan za najcenniejsze w realizowanej przez nią misji?

Izba dysponuje olbrzymim kapitałem intelektualnym dzięki bardzo rozbudowanej współpracy ze środowiskami akademickimi i instytu-

cjami naukowymi związanymi z gazownictwem. Pozwoliło to IGG na organizację co dwa lata Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego VII edycja jest właśnie przygotowywana i odbędzie się 19–21 października br. Kongresy te stały się kluczowym w Polsce forum prezentacji dorobku naukowego sektora gazowniczego, wymiany doświadczeń w zakresie realizowanych programów rozwojowych oraz opiniowania propozycji i projektów administracji państwa. Uchwały kongresów natomiast wskazują kierunki działania IGG.

IGG wypracowała znaczącą pozycję wśród organizacji biznesowych i samorządowych wszystkich segmentów rynku energii, co pozwala aktywnie uczestniczyć w procesach legislacyjnych na wszystkich etapach stanowienia regulacji. Najcenniejsza w IGG jest różnorodność osób i firm w niej zrzeszonych, dzięki czemu na każdy problem można spojrzeć z różnych stron. To nie jest reprezentacja tylko najsilniejszych i największych, ale też małych i średnich firm. Duży nie potrafi realizować małych projektów, bo jest za duży. Natomiast mały świetnie sobie radzi z małymi projektami, bo to są wyzwania na jego miarę i wymagają szybkiej reakcji. Taki mikś samorządowy jest bardzo kształcący dla wszystkich, pozwala poznać różne punkty widzenia i uczy dochodzenia do kompromisów. To są doświadczenia nie do przecenienia.

Izba jest animatorem wielu zespołów problemowych opracowujących strategiczne programy działania dla wielu obszarów gazownictwa. Jak chce pan rozwijać ten program i w jakich kierunkach?

Wspominałem już o kapitale intelektualnym IGG, który jest bardzo mądrze zagospodarowany. Działające w IGG grupy robocze i zespoły problemowe na bieżąco analizują sytuację na rynku gazu i poszukują rozwiązań dla pojawiających się problemów. Są też zespoły ekspertów analizujące szersze zagadnienia, takie jak zespół konsultacyjny ds. pozyskiwania i wykorzystania środków unijnych. To kwestia o wielkim znaczeniu dla Polski, bo „błękitne” paliwo zapewni nam płynne odchodzenie od węgla w kierunku energetyki bezemisyjnej. Aby to było możliwe, konieczne są inwestycje infrastrukturalne i one znalazły się w programach strategicznych UE. W końcu ubiegłego roku powołana została Grupa Ekspertów IGG ds. Wodoru. W związku z coraz powszechniejszą debatą na całym świecie na temat gospodarki wodorowej, ten zespół ma na celu wypracowanie stanowiska branży dla ministerstw, urzędów, organizacji krajowych i zagranicznych, oraz promocję najkorzystniejszych rozwiązań wykorzystania wodoru. Opracowane już programy badawcze w kluczowych obszarach sektora wodorowego znalazły się w projektach reali-

zowanych w krajowych ośrodkach naukowo-badawczych. Niektóre można uruchomić już dzisiaj, mimo braku rozwiązań legislacyjnych, ale legislacja to pilne zadanie dla tej sfery działań. To wielkie wyzwanie dla IGG, bo sektor gazowniczy ma największe kompetencje, aby opiniować dokumenty rządowe dotyczące gospodarki wodorowej, wytyczać kierunki działania w tym zakresie i wyznaczać trendy aż po wypracowanie standardów dla gospodarki wodorowej. Izba ma doświadczenie, ma silną pozycję, jej opinie i ekspertyzy są cenne. W momencie gdy cała Unia Europejska pracuje nad Europejskim Zielonym Ładem, głos Izby Gospodarczej Gazownictwa może być naszym głosem w Brukseli. Musimy bowiem brać pod uwagę polskie uwarunkowania transformacji energetycznej i o tym mówić.

Misją IGG jest integracja osób fizycznych i prawnych pracujących na rzecz gazownictwa. W tej branży – podobnie jak w wielu innych sektorach gospodarki – nieustannie tlą się konflikty pomiędzy korporacjami a małymi i średnimi firmami. Czy planuje pan intensyfikację działań IGG na rzecz budowania funkcjonalnego dialogu stron, będąc przedstawicielem korporacji?

Ta kwestia znalazła dobre rozwiązanie. Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa w listopadzie ubiegłego roku jednogłośnie przyjął dokument „Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej” i rekomendował jego stosowanie. Zarząd GK PGNiG SA, jako pierwsza korporacja, przyjął uchwałę, aby zapisy kodeksu zostały skierowane do wdrożenia. Jego intencja jest bardzo cenna i powinien być przyjęty przez wszystkich uczestników rynku inwestycji. Ostatnie Walne Zgromadzenie Członków IGG przyjęło uchwałę, aby zapisami kodeksu dodatkowo objąć producentów, dostawców i biura projektowe. Taka systematyczna aktualizacja zapisów kodeksowych jest bardzo pożyteczna, bo wynika z analizy praktyki jego stosowania. Z praktyki realizacji inwestycji wynoszę jeszcze jedną obserwację. Strony uczestniczące w przygotowaniu inwestycji najczęściej zachowują reguły gry, ale czasami blokuje się proces komunikacji. A wystarczy, żeby była możliwość rozmowy, wyjaśnienia wątpliwości, bardziej precyzyjne i czytelne opisanie oczekiwań zarówno ze strony inwestora, wykonawców, jak i podwykonawców. Wzajemne zrozumienie na pewno będzie korzystne dla tego procesu. Jestem przekonany, że pożyteczne byłoby organizowanie przez IGG warsztatów dla uczestników procesu przygotowania inwestycji, umożliwiające spokojne przeanalizowanie wszystkich zapisów w projektach umów i zmian w prawie, na podstawie których gazownictwo realizuje plany inwestycyjne.

Relacje inwestorskie mają kapitalne znaczenie w okresie prosperity inwestycyjnej. Ale w biznesie naturalne są spory w wielu obszarach działalności firm – dużych i małych. Aby wyjść z pomocą naszym firmom członkowskim, IGG powołała Ośrodek Mediacji Gospodarczej, w którym strony sporu, przy pomocy bezstronnego, neutralnego i zaakceptowanego przez siebie mediatora, prowadzą rozmowy ugodowe, i który stara się doprowadzić do wspólnie akceptowalnego porozumienia.

Dorobkiem IGG jest wielostronna współpraca z samorządami gospodarczymi i organizacjami przedsiębiorców innych segmentów rynku energii, która wielokrotnie owocowała wspólnymi inicjatywami legislacyjnymi, wieńczonymi nowymi rozwiązaniami prawnymi. Czy chce pan kontynuować i rozwijać te inicjatywy?

Siła naszej organizacji, podobnie jak bliźniaczych organizacji na rynku energii, jest efektem skuteczności naszych działań na rzecz firm przez nas zrzeszonych. Jedną z miar tej skuteczności jest jakość stanowionego prawa i regulacji, które określają zasady naszego działania. Współpraca naszych organizacji jest czymś oczywistym, elementem naszej misji, bo tylko wspólnie jesteśmy w stanie korygować proces stanowienia prawa i rozporządzeń wykonawczych. Rynek energii to system naczyń połączonych. W szeregach różnych organizacji są nasi klienci, ważni klienci, i musimy zgodnie dbać o ich interesy.

Izba jest aktywnym uczestnikiem dialogu społecznego animowanego przez administrację państwową w toku prac legislacyjnych. Jak ocenia pan jakość tego dialogu i jego skuteczność?

Przesłanką naszego działania w tym obszarze jest budowa miksu energetycznego dla Polski, z rosnącym udziałem paliwa gazowego jako najlepszego paliwa przejściowego w procesie transformacji w kierunku gospodarki bezemisyjnej. Musimy aktywnie włączać się w debatę na temat „Polityki energetycznej Polski 2040”, musimy być obecni poprzez naszych ekspertów w pracach nad „Strategią wodorową Polski do roku 2030”. Dobrze się stało, że przyjęte zostało rozporządzenie RM w sprawie ustanowienia pełnomocnika rządu ds. gospodarki wodorowej. Ułatwi to komunikację branży energetycznej z administracją rządową. Na bieżąco analizujemy liczne projekty regulacji dotyczące biometanu, który ma potencjał, aby być ważnym składnikiem miksu, ale wymaga pilnej legislacji, bo rynek tego oczekuje. Dialog z ustawodawcą jest konieczny, ważny, pozwala prezentować racje stron i będzie skuteczny, jeśli te racje będą respektowane i będą miały realny wpływ na jakość stanowionego prawa. Rynek na to czeka. Wiele korporacji standardowo już wybiera technologie bezemisyjne, ale prawo powinno sprawiać, że te standardy staną się powszechne. W obszarze energetyki obserwujemy boom inwestycyjny, a z tym wiąże się konieczność aktywnej legislacji, aby likwidować wszelkie bariery hamujące rozwój. Od prawa energetycznego, poprzez prawo zamówień publicznych czy prawo budowlane. Izba uczestniczy we wszystkich konsultacjach, wnosząc swoje uwagi i propozycje firm członkowskich, bo one dostają do zaopiniowania wszystkie projekty.

Wobec tej wielokierunkowej aktywności IGG rzeczywistość stawia coraz to nowe wyzwania. Jakie nowe obszary identyfikuje pan jako wymagające zainteresowania i wprowadzenia do programu działań IGG?

Wspomniałem już, że IGG powinna włączyć się w europejski dialog na temat Europejskiego Zielonego Ładu, mając kompetentny zespół ekspertów i zaplecze naukowo-badawcze wielu ośrodków akademickich i instytutów branżowych. Jestem przekonany, że Covid-19 przyczynił się do pojawienia się znaczącej potrzeby korzystania z rozwiązań zdalnych, nie tylko pracy zdalnej. Przyspieszenia nabrały prace nad zdalnym sterowaniem procesami, integracją systemów sterowania. Wiele składowych tego procesu jest już zdigitalizowanych, ale osobno. Powinny powstawać platformy scalające poszczególne segmenty, skoncentrowane na końcowym odbiorcy. W branży gazowniczej istnieje duży potencjał, by takie projekty realizować.

Rozmawiał Adam Cymer

Aktualny stan inicjatyw podejmowanych na poziomie unijnym dotyczących podwyższenia unijnego celu klimatycznego na 2030 rok i wdrożenia Europejskiego Zielonego Ładu

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

Zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem 4 marca 2020 roku Komisja Europejska (KE) przyjęła wniosek ustawodawczy dotyczący rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiającego ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniającego rozporządzenie (UE) 2018/1999 (Europejskie Prawo o Klimacie) – rozporządzenie EPK. Rozporządzenie to przewiduje, że do września 2020 roku Komisja Europejska ma dokonać oceny unijnego celu klimatycznego na 2030 rok, określonego w art. 2 pkt 11 rozporządzenia w sprawie unii energetycznej (redukcja GHG o co najmniej 40%), w kontekście celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Komisja przygotowuje ocenę skutków i przedstawi plan zwiększenia, w odpowiedzialny sposób, do co najmniej 50%, a potencjalnie do 55%, unijnego celu zredukowania emisji GHG na 2030 rok, aby zapewnić jego spójność z celem neutralności klimatycznej na 2050 rok.

Ponieważ do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej powinny przyczynić się wszystkie obszary polityki UE i wszystkie sektory powinny odegrać w tym rolę, KE jest obecnie w trakcie opracowania i konsultowania strategii oraz zmian w regulacjach sektorowych, które pozwolą osiągnąć redukcję emisji na postulowanym poziomie 50–55% w porównaniu z 1990 rokiem. Na dzień przekazania niniejszego artykułu do redakcji opisany powyżej proces ewaluacji jest w toku, w związku z tym przedstawienie jej wyników nie jest jeszcze możliwe.

Natomiast celowe wydaje się przybliżenie najważniejszych z punktu widzenia gazownictwa strategii i inicjatyw opublikowanych w ostatnim czasie przez Komisję Europejską, które określają główne założenia dotyczące sposobu osiągnięcia podwyższonych celów klimatycznych w energetyce. Dla sektora gazowego kluczowe są zwłaszcza przyjęte w ostatnim czasie lub poddane konsultacjom strategię dotyczące metanu, wodoru, integracji systemów energetycznych oraz zainicjowany przez KE przegląd przepisów dyrektywy w sprawie opodatkowania nośników energii oraz dyrektywy RED II. Inicjatywy te mają kluczowe znaczenie dla kształtu transformacji sektora gazowego i roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego.

Strategia metanowa

5 sierpnia 2020 roku Komisja Europejska opublikowała mapę drogową i uruchomiła konsultacje publiczne inicjujące proces opracowania unijnej strategii dla metanu (strategia metanowa), która pozwoli określić cele UE dotyczące ograniczenia emisji metanu powodowanych przez człowieka w trzech głównych obszarach, którymi są sektor energii (węgiel, ropa naftowa i gaz), rolnictwo i odpady.

Zgodnie z opublikowaną mapą drogową, metan jest drugim po dwutlenku węgla (pod względem wpływu na ocieplenie klimatu) gazem cieplarnianym, a jako szkodliwy czynnik zanieczyszczenia powietrza jest też drugim największym czynnikiem sprzyjającym powstawaniu ozonu przyziemnego – głównego składnika smogu. Ograniczenie emisji meta-

nu ma zatem decydujące znaczenie dla spowolnienia globalnego ocieplenia, redukcji zanieczyszczeń i poprawy jakości powietrza.

W opinii Komisji Europejskiej, na poziomie globalnym co najmniej połowa redukcji emisji metanu związanych z energią jest możliwa bez kosztów netto dla przemysłu. Metan może wyciekać z instalacji węglowych, naftowych i gazowych lub być wypuszczany do atmosfery. Średnio około 5% źródeł przyczynia się do 50% emisji metanu (superemiterzy). W sektorze energetycznym bardzo skutecznym działaniem mogą być programy wykrywania i naprawy wycieków, a także znajdowanie superemiterów. UE importuje większość zużywanego przez siebie gazu ziemnego, a gros emisji metanu związanych z tym gazem jest emitowana przed dotarciem do granic UE, dlatego ważne jest, aby UE zajęła się emisją metanu w całym łańcuchu dostaw energii.

Z kolei sektor rolnictwa w UE odpowiada za nieco ponad połowę całkowitych emisji metanu w UE. Emisje te spadły o około 21% od 1990 roku, ale w ostatnich pięciu latach ponownie zaczęły rosnąć (choć nieznacznie). W opinii KE, istnieje wiele technologii ograniczających emisję metanu związanych z dietą, zarządzaniem stadami i obornikiem (stosowanie jako nawóz i wytwarzanie biogazu), hodowlą i zdrowiem stada, produktywnością i dobrostanem. Niektóre z tych technologii mogą być dostępne po niskich kosztach i przynosić dodatkowe korzyści gospodarstwu, ale należy zająć się istniejącymi barierami. Fermentacja beztlenowa (do produkcji biogazu) jest również przykładem różnic w ramach polityki w całej UE, jeśli chodzi o zachęcanie do stosowania tego środka redukcji emisji z obornika i waloryzacji strumieni odpadów, przy jednoczesnej produkcji biogazu, który przyczynia się do dekarbonizacji systemu energetycznego. W ramach opracowania strategii metanowej KE zbada istniejące przeszkody i możliwe zachęty do przyspieszenia wychwytywania metanu z fermentacji beztlenowej i produkcji biogazu.

Głównymi zidentyfikowanymi źródłami metanu pochodzącymi z unijnego sektora gospodarki odpadami są niekontrolowane emisje

gazu wysypiskowego, obróbka osadów ściekowych i wycieki z biogazowni, spowodowane złym projektem lub konserwacją. Komisja zakłada, że niedawne zmiany w prawodawstwie UE dotyczącym odpadów, które znacznie ograniczą składowanie odpadów ulegających biodegradacji na składowiskach, będą miały pozytywny wpływ na zmniejszenie ilości gazów wysypiskowych. Aby w pełni zająć się emisjami metanu z odpadów, należy jednak zbadać dalsze możliwości łagodzenia skutków w takich obszarach jak wykorzystanie gazu wysypiskowego, obróbka i wykorzystanie osadów ściekowych oraz oczyszczanie ścieków. W celu stworzenia ram umożliwiających wychwytywanie metanu z odpadów rolniczych (obornika) należy zbadać synergię z prawodawstwem dotyczącym odpadów z perspektywy produkcji biogazu.

Bazując na treści opublikowanej mapy drogowej, można wstępnie założyć, że w przyszłej strategii metanowej KE wyznaczy podwyższone cele w zakresie ograniczenia emisji metanu we wszystkich głównych obszarach gospodarki unijnej odpowiedzialnych za generowanie tych emisji. Ponieważ w prawodawstwie UE nie ma obecnie przepisów regulujących bezpośrednio kwestie ograniczania emisji metanu w kontekście ich wpływu na klimat, i to zarówno w odniesieniu do sektora ropy i gazu, jak i sektora rolnictwa, należy założyć, że przyjęcie strategii metanowej w nieodległej perspektywie może doprowadzić do przyjęcia regulacji prawnych, nakładających na państwa członkowskie daleko idące zobowiązania w tym obszarze. Z tego punktu widzenia strategia metanowa ma kluczowe znaczenie dla polskiej transformacji energetycznej, w ramach której (zgodnie z krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030) gaz ziemny ma pełnić rolę ważnego paliwa transformacyjnego w okresie przejściowym, a jego znaczenie będzie rosło nie tylko w elektroenergetyce (w jednostkach rezerwowych dla OZE), ale również w ciepłownictwie (sieciowym i indywidualnym) i transporcie (jako paliwo alternatywne).

Strategia wodorowa

8 lipca 2020 roku Komisja Europejska przyjęła „Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” – COM 2020 301 final (strategia wodorowa), której wdrożenie ma doprowadzić do rozpowszechnienia w poszczególnych sektorach gospodarki UE wykorzystania wodoru odnawialnego (np. wytwarzanego w procesach elektrolizy wody przy użyciu energii elektrycznej z OZE lub reformingu biogazu) i wodoru niskoemisyjnego (np. wytwarzanego z paliw kopalnych z wychwytywaniem CO₂). Strategia zakłada, że UE będzie dążyć do stworzenia otwartego i konkurencyjnego unijnego rynku wodoru do 2030 roku.

Zgodnie ze strategią, czysty lub niskoemisyjny wodór ma być kluczowym paliwem służącym osiągnięciu Europejskiego Zielonego Ładu. Do 2050 roku energia elektryczna z OZE powinna przyczynić się do dekarbonizacji znaczącej części, ale jednak nie całości zużycia energii w UE. Wodór ma w związku z tym duży potencjał, aby w pewnym stopniu wypełnić tę lukę jako magazyn energii i jej nośnik, zwiększając stabilne działanie systemów energetycznych. W opublikowanej w listopadzie 2018 roku strategicznej wizji UE, neutralnej dla klimatu, przewiduje się, że udział wodoru w koszyku energetycznym Europy wzrośnie do 2050 roku z obecnego poziomu poniżej 2% do 13–14%. Wodór może też pomóc w dekarbonizacji procesów przemysłowych w sektorach gospodarki, w których ograniczenie emisji CO₂ jest niezwykle trudne do osiągnięcia (w przemyśle stalowym lub chemicznym), co zwiększy konkurencyjność tych sektorów w skali świata. Stopniowe wprowadzanie rozwiązań wodorowych może również prowadzić do zmiany przeznaczenia lub ponownego wy-

korzystania części istniejącej infrastruktury gazu ziemnego, pomagając zapobiec powstaniu aktywów osieroconych w obrębie gazociągów. Strategia wodorowa nakreśla plan działania zakładający następujące cele strategiczne:

- 1) w latach 2020–2024 zakłada się zainstalowanie zasilanych energią z OZE elektrolizerów o mocy co najmniej 6 GW, które mogą wyprodukować nawet 1 milion ton wodoru odnawialnego w UE. Produkcja ta może przyczynić się do dekarbonizacji istniejącej produkcji wodoru, np. w sektorze chemicznym, oraz ułatwić wprowadzanie wodoru w nowych zastosowaniach końcowych, takich jak inne procesy przemysłowe i, być może, transport ciężki. Dzięki sprzyjającym ramom prawnym zakłada się, że powstaną konkretne plany dotyczące dużych elektrowni wiatrowych i słonecznych, przeznaczonych do produkcji wodoru odnawialnego w skali gigawatów przed 2030 rokiem,
- 2) w latach 2025–2030 wodór powinien stać się nieodłączną częścią zintegrowanego systemu energetycznego. Strategicznym celem jest zainstalowanie do 2030 roku zasilanych energią ze źródeł odnawialnych elektrolizerów o mocy co najmniej 40 GW, które mogą wyprodukować nawet 10 milionów ton wodoru odnawialnego w UE. W tej fazie wodór odnawialny stanie się stopniowo konkurencyjny kosztowo w stosunku do innych form jego produkcji. Wodór odnawialny zacznie odgrywać istotną rolę w równoważeniu systemu energii elektrycznej opartego na OZE dzięki przekształcaniu energii elektrycznej na wodór magazynowany w okresie występowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE (czyli gdy energia ta jest tania). W omawianej fazie pojawi się zapotrzebowanie na unijną infrastrukturę logistyczną, zostaną też podjęte kroki umożliwiające transportowanie wodoru z obszarów o dużym potencjale w zakresie odnawialnych źródeł energii do centrów popytu znajdujących się potencjalnie w innych państwach członkowskich. Konieczne będzie zaplanowanie podstaw paneuropejskiej sieci oraz stworzenie sieci stacji tankowania wodoru. Istniejąca sieć gazowa może zostać częściowo przekształcona na potrzeby transportu wodoru odnawialnego na dalsze odległości. Zakłada się też rozwój wielkoskalowych instalacji do magazynowania wodoru,
- 3) w latach od 2030 do 2050 technologie związane z wodorem odnawialnym – zdaniem Komisji Europejskiej – powinny osiągnąć dojrzałość i być wdrażane na dużą skalę w celu dotarcia do wszystkich sektorów, w których trudno doprowadzić do obniżenia emisyjności i w przypadku których inne rozwiązania mogą być niewykonalne lub bardziej kosztowne.

W celu zrealizowania ww. zamierzeń KE powołała Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru (*European Clean Hydrogen Alliance*), który we współpracy z władzami publicznymi oraz przedstawicielami przemysłu i społeczeństw do końca roku 2020 ma opracować wykaz konkretnych projektów inwestycyjnych stymulujących rozwój produkcji i wykorzystania wodoru.

Strategia wodorowa przewiduje ponadto m.in. kluczowe działania służące wzrostowi wykorzystania wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego.

1. W zakresie pobudzenia popytu i zwiększania produkcji:
 - a) opracowanie w 2020 roku propozycji wdrożenia środków ułatwiających stosowanie wodoru i jego pochodnych w sektorze transportu w przyszłej strategii KE na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności oraz w powiązanych inicjatywach politycznych,

dokończenie na str. 64

Standaryzacja regazyfikacji LNG

Kazimierz Nowak

We wrześniu 2020 roku (7–8.09.) w Elku zostały przeprowadzone wyjazdowe warsztaty techniczne, zorganizowane przez Komitet Standardu Technicznego IGG, dotyczące standaryzacji regazyfikacji LNG.

Z uwagi na to, iż zamiarem organizatorów było omówienie prac dotyczących użytkowania i regazyfikacji LNG, pierwszą część warsztatów stanowiły prezentacje problemowe, natomiast następnego dnia na terenie gazowni w Elku uczestnicy warsztatów mogli wziąć udział w pokazie praktycznym napełniania z cysterny zbiorników LNG.

Warsztaty otworzył dr Robert Perkowski, prezes IGG, który – witając uczestników – przedstawił cele dotyczące działań IGG, w tym również prowadzonej standaryzacji.

Podczas warsztatów omawiane były prezentacje dotyczące łańcucha procesu użytkowania małego LNG, począwszy od tankowania cystern w terminalu LNG w Świnoujściu, poprzez trans-



port do odbiorcy, rozładunek cystern i pomiar, aż do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w lokalnych instalacjach LNG w celu dostawy gazu do klienta końcowego.

Pierwsza prezentacja dotyczyła prac Zespołu Roboczego nr 38, którego zadaniem jest opracowanie standardu *Stacje regazyfikacji LNG ST-IGG-3708*, mającego zastąpić siedem tzw. standardów okładkowych *ST-IGG-3701/ZN-G-2010:2018 do ST-IGG-3707/ZN-G-2300-5:2018*. Mając na uwadze przewidywany dynamiczny rozwój stacji regazyfikacji LNG w kraju, uczestnicy warsztatów zapoznali się z aktualnym stanem i kierunkiem prac prowadzonych przez zespół opracowujący nowelizację ww. standardów oraz wymogów, jakie będą one określały. Z przedstawionych przez Adama Boguckiego, kierownika zespołu, informacji wynika, iż projekt standardu do zatwierdzenia przez Komitet Standardu Technicznego, a następnie ustanowienie przez Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa powinien być opracowany do końca bieżącego roku.

Następny referat, przedstawiony przez Macieja Marusiaka z firmy Emerson, dotyczył nowego podejścia do pomiarów rozliczeniowych LNG w obszarze małej scali (SSLNG) z zastosowaniem przepływomierzy CORIOLISA – projekt SMOK 4. Szczegó-



łowo przedstawione zostały zasady działania przepływomierzy CORIOLIS, będących podstawowym elementem instalacji przewoźnych SMOK, służących do opomiarowania strumienia masy LNG w trakcie rozładunku, a także do legalizacji dystrybutorów LNG. Dopełnieniem omawianego referatu było przedstawienie wymogów prawnych dla rozliczeniowych instalacji cieczy i gazów wynikających z OIML, MID oraz ustaw i rozporządzeń.

Mateusz Koszela, przedstawiciel PGNiG OD sp. z o.o., przedstawił referat pt. „Operacje bunkrowania statków paliwami LNG”, który został przyjęty z dużym zainteresowaniem, ponieważ zawierał informację dotyczącą nowego segmentu usług proponowanych potencjalnym klientom przez spółkę obrotu detalicznego.

Kolejny referat pt. „Eksploracja terminalu przeładunkowego LNG na cysterny” zaprezentował Janusz Kurmański, przedstawiciel spółki Polskie LNG. W trakcie prezentacji szczegółowo omówił proces certyfikacji (autoryzacji) cystern w terminalu LNG w Świnoujściu oraz instrukcję dla przewoźników, proces harmonogramowania cystern.

Referat „LNG jako paliwo flotowe” zaprezentował Sławomir Nestorowicz z firmy Project System. Informacje zawarte w referacie oparte były na „Studium przypadku na przykładzie zajezdni MZA przy ul. Ostrobramskiej w Warszawie”.

Pierwszy dzień warsztatów zakończył się prezentacją przygotowaną przez Krzysztofa Bołbę i Tomasza Hałkę, przedstawicieli PSG sp. z o.o. O/Olsztyn. Przedstawiona prezentacja pt. „Technologia regazyfikacji gazu ziemnego LNG” zawierała informacje dotyczące instalacji stacji regazyfikacji LNG, warunków technicznych i bezpieczeństwa jej użytkowania, procedur przyjęcia i rozładunku cystern z LNG oraz regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Informacje zawarte w wystąpieniu stanowiły bardzo istotny wstęp do przygotowania uczestników warsztatów do wizyty na terenie stacji regazyfikacji LNG w Elku.

Następnego dnia uczestnicy udali się do stacji regazyfikacji LNG w Elku, należącej do PGNiG SA, a eksploatowanej przez PSG sp. z o.o. O/Olsztyn, w ramach podpisanej „Umowy technicznej obsługi SR LNG” oraz „Regulaminu PGNiG SA – świadczenie usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”. W trakcie wizyty zaprezentowano rozwiązania techniczno-technologiczne, organizacyjne oraz bezpieczeństwa, dotyczące napełniania i eksploatacji



instalacji LNG, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, przedstawiono też warunki dostaw gazu ziemnego do klientów końcowych. Słowa uznania należą się dyrekcji i pracownikom Oddziału PSG sp. z o.o. w Olsztynie, którzy na czas wizyty zorganizowali przyjazd cysterny z LNG oraz sprowadzili i uruchomili podczas rozładunku cysterny urządzenie służące do legalizacji dystrybutorów LNG oraz pomiaru małego strumienia LNG – SMOK 4. Uczestnicy warsztatów mieli okazję zapoznać się z całym systemem opomiarowania i rozliczeń dostawy skroplonego gazu ziemnego LNG. Na wszystkie zadane przez uczestników warsztatów pytania odpowiadali specjaliści z PSG sp. z o.o. Uczestnicy warsztatów mogli następnie obejrzeć poprzednio eksploatowaną instalację mieszalni propan-butan/powietrze, której zadaniem było przygotowanie i dostawa gazu do klientów końcowych, zachowaną jako obiekt muzealny.

Izba Gospodarcza Gazownictwa składa podziękowania wszystkim uczestnikom warsztatów, a szczególnie prelegentom za przygotowanie interesujących referatów oraz dyrekcji O/Olsztyn PSG sp. z o.o. za konstruktywną współpracę i pomoc w przygotowaniach organizacyjnych.

Kazimierz Nowak, przewodniczący Komitetu Standardu Technicznego



Trwa drugi konkurs INGA

Marcin Poznań

Wspólne przedsięwzięcie INGA to program mający na celu poprawę konkurencyjności oraz innowacyjności sektora gazownictwa w Polsce. Jego ważnym wymiarem jest ekologia. INGA to także szansa na wdrożenie innowacyjnych technologii w praktyce. Konkurs organizują PGNiG, GAZ-SYSTEM oraz Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Zwycięskie projekty zyskają wsparcie w postaci dofinansowania realizacji badań przemysłowych lub prac rozwojowych.

Ideą programu jest współpraca nauki z biznesem, która przyczyni się do rozwoju tego kluczowego sektora gospodarki oraz zmniejszenia oddziaływania branży energetycznej na środowisko.

Konkurs adresowany jest do przedsiębiorców i naukowców, którzy chcą rozwijać wspólne badania i technologie w sektorze gazowym.

Przy pracy nad zasadami drugiej edycji konkursu organizatorzy wykorzystali doświadczenia z jego pierwszej odsłony. Agenda badawcza została znowelizowana, tak aby odzwierciedlać aktualne, najistotniejsze obszary zainteresowania zarówno po stronie PGNiG, jak i GAZ-SYSTEM. Pozwala to na pozyskanie rozwiązań najbardziej odpowiadających potrzebom przedsiębiorców, a jednocześnie zapewnia podstawę przyszłej,

Termin składania wniosków upływa 9 października 2020 roku.

Ponad 300 mln zł czeka na autorów innowacji w polskim gazownictwie.

długoterminowej współpracy między jednostkami naukowymi a przedsiębiorcami.

Kolejną ważną zmianą jest uelastycznienie w zakresie relacji w ramach konsorcjum wykonawców. Obecnie liderem konsorcjum może być przedsiębiorca lub jednostka naukowa, podczas gdy w pierwszym konkursie mogła nim być jedynie jednostka naukowa. Ta zmiana zasad jest wyjściem naprzeciw potrzebom przedsiębiorców. Ważnym elementem jest wykorzystanie doświadczeń w prowadzeniu procedury konkursowej z pierwszej edycji.

Na dofinansowanie mogą liczyć najlepsze projekty w obszarach:

- poszukiwania i wydobycia węglowodorów oraz produkcji paliw gazowych (obszar PGNiG),
- pozyskania metanu z pokładów węgla (obszar PGNiG),
- materiałów do budowy i eksploatacji sieci gazowych (obszar wspólny PGNiG i GAZ-SYSTEM),
- sieci gazowych (obszar wspólny PGNiG i GAZ-SYSTEM),
- technologii związanych z LNG i CNG (obszar wspólny PGNiG i GAZ-SYSTEM),
- technologii wodorowych i paliw gazowych (obszar PGNiG),
- technologii stosowanych we współpracy z klientami (obszar wspólny PGNiG i GAZ-SYSTEM),
- ochrony środowiska i BHP (obszar wspólny PGNiG i GAZ-SYSTEM),
- informatyki i cyberbezpieczeństwa (obszar GAZ-SYSTEM),
- podziemnego magazynowania węglowodorów (obszar PGNiG).

Pierwszy konkurs, zorganizowany w ramach wspólnego przedsięwzięcia INGA Narodowe Centrum Badań i Rozwoju rozstrzygnięto w sierpniu 2018 roku. W jego wyniku realizowanych jest 12 projektów.

Z pierwszej edycji konkursu do finansowania PGNiG zakwalifikowało 9 projektów. Wśród nich był m.in. projekt dotyczący rozwoju paliw alternatywnych. Mowa o opracowaniu nowej technologii produkcji eteru dimetylowego. To paliwo nowej generacji – wieloźródłowy, przyjazny dla środowiska nośnik do przechowywania i dystrybucji energii o szerokim zastosowaniu. PGNiG ogłosiło niedawno nowy badawczy program wodorowy, ale jednym z założeń jest także badanie innych, nowych paliw alternatywnych. Eter dimetylowy uznawany jest za najbardziej obiecujący substytut oleju napędowego.

Inne wybrane projekty są ściśle związane z poszukiwawczo-wydobywczą działalnością PGNiG. Jeden z nich polega na synergii badań biogeochemicznych, geologicznych i geofizycznych w obszarze poszukiwania gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze fałdów wglębnych Karpat. Jego celem jest poprawa efektywności poszukiwań węglowodorów, co ma wpływ na zwrot z inwestycji. Drugi projekt dotyczy opracowania innowacyjnej koncepcji poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w głębokich strukturach Karpat Zewnętrznych, która pozwoliłaby na 2–3-krotne zwiększenie wydobywania węglowodorów w tym rejonie.

Jest też projekt dotyczący opracowania autonomicznego systemu do ciągłej i zdalnej analizy gazu transportowanego siecią. To projekt, który może pomóc w rozwoju inteligentnych sieci gazowych (tzw. *smart-grids*) oraz pozwolić na precyzyjny pomiar wodoru w sieci gazowej. PGNiG zakłada w swoim programie wodowym testowanie wtłaczania do sieci gazu ziemnego z domieszką wodoru.

GAZ-SYSTEM w wyniku rozstrzygnięcia pierwszego konkursu wspólnego przedsięwzięcia INGA podpisał umowy na współfinansowanie i realizację trzech projektów związanych z eksploatacją sieci przesyłowej gazu ziemnego. Pierwszy z nich to bezinwazyjny system monitorowania zagrożeń spowodowanych deformacjami terenu, działający na podstawie danych satelitarnych. Celem drugiego projektu jest opracowanie technologii nieniszczącego diagnozowania gazociągów z wykorzystaniem magnetycznej metody bezkontaktowej i sensorów zintegrowanych z zastosowaniem algorytmów uczenia maszynowego. Trzeci projekt dotyczy opracowania rozwiązań technicznych umożliwiających

tłumienie hałasu z obiektów sieci gazowej poprzez zastosowanie barier akustycznych opartych na strukturze kryształów sonicznych.

Drugi konkurs w ramach wspólnego przedsięwzięcia INGA podzielony jest na dwie rundy. Jego budżet wynosi 311 milionów złotych, z czego połowę finansuje

Pytania dotyczące kwestii formalnych konkursu można kierować pod adresem: inga@ncbr.gov.pl

oraz telefonicznie: 22 39 07 140, 22 39 07 483.

W sprawach merytorycznych oraz dotyczących Agencji Badawczej prosimy o kontakt z koordynatorami operacyjnymi bezpośrednio u partnerów przemysłowych: Monika Piech, Departament Badań i Innowacji PGNiG, tel.: +48 22 106 83 55, monika.piech@pgnig.pl
Dorota Polak, Pion Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM, tel. kom.: +48 885 266 215 dorota.polak@gaz-system.pl

Zachęcamy do udziału w konkursie! Wszystkie szczegóły na stronie: www.ncbr.gov.pl/konkurs-inga.

NCBR (w ramach środków z funduszy europejskich – Programu Inteligentny Rozwój), a drugą połowę łącznie PGNiG SA i GAZ-SYSTEM S.A.

Do 9 października 2020 roku wnioski o dofinansowanie projektów obejmujących badania przemysłowe i/lub eksperymentalne prace rozwojowe mogą składać konsorcja naukowo-przemysłowe, w skład których wejść: przynajmniej jedno przedsiębiorstwo oraz przynajmniej jedna jednostka naukowa (łącznie nie więcej niż 5 podmiotów).

Marcin Poznań, główny specjalista, Biuro Public Relations

WSPÓLNE PRZEDSIĘWZIĘCIE INGA

INNOWACJE DLA GAZOWNICTWA

NA WNIOSKI CZEKAMY DO 9 PAŹDZIERNIKA

PGNiG GAZ SYSTEM Narodowe Centrum Badań i Innowacji

Fundusze Europejskie Inteligentny Rozwój Rzeczpospolita Polska Narodowe Centrum Badań i Innowacji Unia Europejska Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

Doradca prawny dla klientów PGNiG

Rafał Pazura

Czasy, gdy PGNiG Obrót Detaliczny proponowało swoim klientom tylko gaz ziemny to już przeszłość. Oprócz błękitnego paliwa i energii elektrycznej spółka coraz odważniej odpowiada na potrzeby klientów, konsekwentnie poszerzając wachlarz usług. Najnowszym produktem jest „Doradca prawny”. To oferta, która za niewielką kwotę zapewnia doradztwo prawne przez cały rok.

Do kogo jest ona skierowana? Do wszystkich klientów spółki, a więc zarówno osób indywidualnych, jak i firm. Co wchodzi w skład tego produktu? Przede wszystkim zwrot kosztów wynagrodzenia adwokata lub radcy prawnego, a także możliwość skorzystania z porad prawnych, np. z zakresu prawa rodzinnego, konsumenckiego czy podatkowego. Wszystko zależy od wyboru wariantu ubezpieczenia.

– Usługi prawnicze w Polsce nadal kojarzą się z wysokimi kosztami, dlatego zdecydowaliśmy się na wprowadzenie produktu, który za niewielką kwotę zapewni naszym klientom doradztwo prawne

przez cały rok. Od lat gwarantujemy Polakom bezpieczeństwo energetyczne, teraz dajemy im możliwość skorzystania z fachowego wsparcia prawnego – powiedział **Jerzy Kwieciński, prezes zarządu PGNiG SA.**

Zarówno klienci indywidualni, jak i firmy mogą wybrać jeden z trzech wariantów ubezpieczenia: podstawowy, rozszerzony i premium w cenie od 7,99 do 88,99 złotych miesięcznie. W zależności od wariantu zakres ubezpieczenia może obejmować pomoc prawną i porady z zakresu: prawa cywilnego, konsumenckiego, pracy, rodzinnego, budowlanego, a nawet podatkowego.

Co ważne, porady prawne będą udzielane przez doświadczonych adwokatów lub radców prawnych telefonicznie lub mailowo.

– Z naszych usług korzysta ponad 7 milionów klientów. Aby dobrze odpowiedzieć na ich potrzeby, konsekwentnie rozbudowujemy portfolio produktowe, starając się spełniać konkretne zapotrzebowanie. Oferujemy już, między innymi, pomoc fachowców w zakresie praw domowych czy pakiety medyczne. Teraz uruchomiliśmy produkt, który zapewni profesjonalne doradztwo prawne w atrakcyjnej cenie. Jesteśmy przekonani, że dla wielu osób będzie to gwarancja pomocy zapewniającej wysokiej jakości realne wsparcie – co ułatwi prowadzenie biznesu – podkreślił **Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.**

Nowa oferta to wspólna inicjatywa dwóch spółek z Grupy Kapitałowej: PGNiG Obrót Detaliczny i Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych. Aby skorzystać z oferty, niezbędna jest wizyta w jednym z ponad 130 biur obsługi klienta PGNiG w Polsce. Szczegóły oferty znajdują się pod adresem: <http://pgnig.pl/doradca-prawny-dla-ciebie>



Zawsze możesz na nas liczyć

Jak skorzystać z oferty krok po kroku?



ODWIEDŹ
Najbliższe Biuro Obsługi Klienta PGNiG



DOWIEDZ SIĘ
Więcej o naszym ubezpieczeniu ochrony prawnej



Zapoznaj się z **OWU** oraz informacją o produkcie ubezpieczeniowym i **ZAWRZY UMOWĘ**

Chcesz wiedzieć więcej? Skontaktuj się z nami:



Odwiedź naszą stronę pgnig.pl



Odwiedź najbliższe Biuro Obsługi Klienta PGNiG



Zadzwoń do nas **22 515 15 15**
* Całkowity koszt połączenia ponosi dzwoniący

MATERIAL REKLAMOWY

Wygoda dla Ciebie

Doradca prawny dla Ciebie

Ubezpiecz się i korzystaj z ochrony prawnej



pgnig.pl

PGNiG

PGNiG Obrót Detaliczny po raz kolejny docenione przez klientów

Rafał Pazura

Kto nie lubi dostawać nagród? To oczywiście pytanie retoryczne. Jednak wśród nagród są takie, które ceni się szczególnie. Te najbardziej wartościowe przyznają: widzowie – aktorom, publiczność – piosenkarzom, a kibice – sportowcom. Dla firm najważniejsza jest opinia klientów. Dlatego jesteśmy niezwykle dumni z faktu, że PGNiG Obrót Detaliczny zdobyło I miejsce w IX edycji Programu KONSUMENCKI LIDER JAKOŚCI 2020 w kategorii „Dostawcy gazu ziemnego”. Ta prestiżowa nagroda przyznawana jest właśnie na podstawie opinii konsumentów, którzy wybierają najlepsze marki i firmy działające na polskim rynku. Nasza spółka została najwyższej oceniona pod względem jakości i niezawodności oferowanych usług, dlatego została uhonorowana złotym godłem.

KONSUMENCKI LIDER JAKOŚCI 2020 to ogólnopolski program, w którym w 100% o jego wyniku decydują konsumenci. Jego organizatorem jest Redakcja „Strefy Gospodarki”, niezależnego dodatku dystrybuowanego wraz „Dziennikiem Gazetą Prawną”.

To kolejna nagroda przyznana PGNiG Obrót Detaliczny przez klientów. W maju br. spółka została wyróżniona złotym LAUREM KLIENTA 2020 oraz Laurem Klienta GRAND PRIX 2020 w kategorii „Dostawcy gazu”. Było to zarazem trzecie z kolei wyróżnienie w tym uznanym ogólnopolskim plebiscycie popularności marek, produktów i usług. Dlatego spółce przyznano dodatkową, specjalną nagrodę: LAUR KLIENTA GRAND PRIX 2020 w kategorii „Dostawcy gazu”. I z pewnością nie jest to nasze ostatnie słowo!

– Ta nagroda to dla nas potwierdzenie, że każdego dnia wypełniamy misję PGNiG – jako zaufanego dostawcy gazu i energii zarówno dla domu, jak i biznesu. Jesteśmy niezwykle wdzięczni naszym klientom za uznanie, które zarazem motywuje nas do dalszego podnoszenia jakości naszych produktów i usług – podkreślił Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.



Konsumentki Lider Jakości 2020

2,8 miliona złotych dla PSG na badania i rozwój

Karol Maciejewski, Marek Szymik

„Innowacyjny system automatycznej identyfikacji i lokalizacji defektów infrastruktury gazowej wykorzystujący zjawisko emisji akustycznej (*Slidig AE*)” – to pierwszy projekt badawczo-rozwojowy z dofinansowaniem UE w Polskiej Spółce Gazownictwa w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój (POIR) na lata 2014–2020.

Zadaniem projektu realizowanego we współpracy z Politechniką Świętokrzyską na podstawie zawartej umowy konsorcjum jest poszerzenie wiedzy o stanie technicznym istniejących gazociągów dystrybucyjnych.

Projekt zakłada stworzenie rozwiązania technologicznego bazującego na pomiarach nieniszczących,

opartego przede wszystkim na metodzie emisji akustycznej i badaniach georadarowych, które pozwoli na weryfikację, lokalizację i identyfikację potencjalnych uszkodzeń w infrastrukturze gazowej. Możliwość wykonywania badań w trakcie eksploatacji urządzeń sprawia, że ta metoda wskazywana jest jako odpowiednia do badań okresowych, a dzięki rozwojowi technologii telemetrii w przyszłości może pozwolić nawet na ciągły monitoring kluczowych odcinków infrastruktury gazowej.

Metoda emisji akustycznej jest nieinwazyjną metodą oceny stanu technicznego konstrukcji, wykorzystującą analizę sygnału akustycznego generowanego przez aktywne procesy destrukcyjne, m.in. ulatnianie się gazu, pęknięcia, korozja, odkształcenia.

Sygnał akustyczny rejestrowany jest za pomocą czujników piezoelektrycznych (rysunek 1) – specjalistycznych mikrofonów mocowanych bezpośrednio do powierzchni badanego obiektu lub z zastosowaniem tzw. falowodów – prętów przytwierdzanych do gazociągu. Odbiorniki przekształcają rejestrowane fale akustyczne w sygnały elektryczne, które są wzmacniane, filtrowane, a następnie analizowane przez wykwalifikowany personel. Możliwość zastosowania w badaniu falowodów jest szczególnie interesująca z punktu widzenia Polskiej Spółki Gazownictwa, bo nie zachodzi konieczność odkopywania badanego obiektu.

Ponieważ fale akustyczne rozchodzą się we wszystkich kierunkach od źródła sygnału z taką samą prędkością, rejestracja z kilku punktów (co najmniej dwóch) pozwala na określenie lokalizacji wady z dokładnością nawet do kilku centymetrów (rysunek 2).

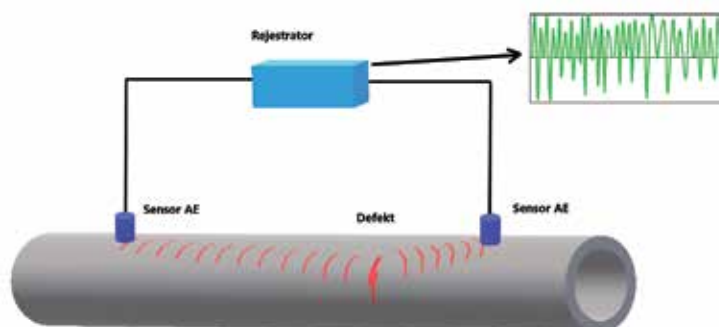
Analiza sygnału (częstotliwość, charakter zmian jego amplitudy) pozwala operatorowi na oszacowanie rodzaju i stopnia zagrożenia zidentyfikowanych zjawisk.

Zaletą tej metody jest brak ingerencji w konstrukcję, prowadzenie badań w normalnych warunkach pra-

Rysunek 1. Czujniki AE na gazociągu DN 500 (źródło własne)



Rysunek 2. Lokalizacja defektu gazociągu z wykorzystaniem emisji AE (źródło własne)



cy (pod obciążeniem), dokładna lokalizacja wad oraz jednoczesne monitorowanie całego badanego obiektu. Wadą metody w klasycznym wydaniu w przypadku zastosowania do badań gazociągów jest jej ograniczony zasięg ze względu na tłumienie sygnału akustycznego przez izolację gazociągu i grunt.

W obecnie prowadzonym projekcie chcemy rozwinąć tę metodę diagnostyczną – głównie w zakresie urządzeń i oprogramowania analitycznego, tak aby pozwolić na identyfikację procesów destrukcyjnych bez potrzeby podnoszenia ciśnienia, przy jednoczesnym zwiększeniu praktycznego zasięgu w gazociągach podziemnych oraz możliwości interpretacji wyników pomiarów bez konieczności ich analizy przez wysoko wykwalifikowany personel.

Złożony w 2019 roku wniosek o dofinansowanie był przedmiotem oceny ekspertów Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR), które uznało projekt za wartościowy i przyznało dofinansowanie przekraczające 8 mln zł, z czego prawie 3 mln zł dla PSG. Wartość całego projektu to ponad 11 mln zł. To pierwszy projekt realizowany w PSG z udziałem dofinansowania w ramach POIR na lata 2014–2020, a zawarta w czerwcu 2020 roku umowa o dofinansowanie jest pierwszą realizowaną z NCBiR jako instytucją pośredniczącą UE.

Karol Maciejewski, Polska Spółka Gazownictwa
Marek Syrnik, Polska Spółka Gazownictwa



Dzięki Portalowi Przyłączeniowemu w trakcie pandemii nie spada zainteresowanie przyłączeniem do sieci gazowej

Hanna Ożugowska

Mimo epidemii COVID-19 nie spada liczba klientów, którzy chcą przyłączyć się do sieci gazowej. To duża zasługa Portalu Przyłączeniowego, dzięki któremu nie wychodząc z domu można składać wnioski i zawierać umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

Przez ponad 5 miesięcy od uruchomienia Portalu Przyłączeniowego za jego pośrednictwem wpłynęło ponad 26,3 tys. wniosków od naszych klientów. Natomiast indywidualne konto w portalu założyło już ponad 30,7 tys. użytkowników.

Gdy porównamy liczbę wydanych warunków przyłączenia do sieci gazowej od stycznia do końca lipca br. z analogicznym okresem roku ubiegłego, widać, iż mimo ograniczeń sanitarnych związanych z zapobieganiem COVID-19 (czasowe zamknięcie miejsc obsługi klienta PSG) uruchomienie Portalu Przyłączeniowego przyczyniło się do tego, że spółka wydała o 5 proc. więcej warunków przyłączenia do sieci.

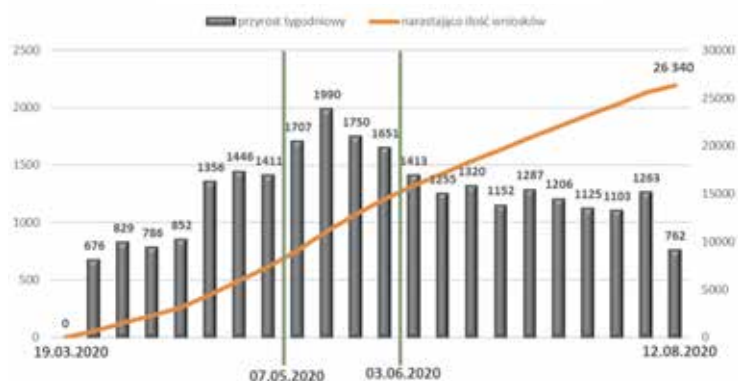
Portal Przyłączeniowy w prosty sposób daje klientowi możliwość złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, możliwość przyłączenia oraz wniosku o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

Podczas wypełniania wniosku klient może:

- zlokalizować przyłączony punkt poboru na elektronicznej mapie, co w większości przypadków ogranicza ko-

nieczność pozyskiwania mapy przez klienta, skanowania i załączania jej do portalu na etapie składania wniosku, – wskazać informacje przy wykorzystaniu dedykowanych ikon (rodzaj obiektu, odbiorniki),

Liczba wniosków składanych poprzez Portal Przyłączeniowy





- dobrać moc odbiorników na podstawie podpowiedzi dla standardowych urządzeń gazowych,
- za pomocą kalkulatora wyliczyć zapotrzebowanie na gaz w m³/h na podstawie wskazanej powierzchni grzewczej,
- wybrać właściwy rodzaj gazu dla lokalizacji przyłączonego obiektu (E, Lw, Ls),
- automatycznie przeliczyć moc z kW na m³/h i deklarowane zużycie w m³/rok, z uwzględnieniem sprawności urządzeń oraz wartości ciepła spalania dla odpowiedniego rodzaju gazu,

- uzyskać kontakt do doradcy ds. rozwoju rynku w przypadku, gdy moc przyłączeniowa przekroczy określony parametr,

- dzięki podpowiedziom ograniczyć do minimum możliwość złożenia błędnie wypełnionego wniosku.

Portal Przyłączeniowy umożliwia również:

- pobranie istotnych dokumentów w procesie przyłączenia w wersji elektronicznej,
- śledzenie bieżących informacji o etapach i postępie prac przyłączeniowych,
- odbieranie automatycznych, bezpłatnych powiadomień za pomocą SMS lub e-mail, informujących o przebiegu etapów procesu przyłączeniowego od momentu złożenia wniosku aż do zakończenia przyłączenia.

Wdrożone rozwiązania mają duży wpływ na skrócenie rozpatrywania wniosków o określenie warunków przyłączenia. Średni czas procedowania wniosków wpływających drogą tradycyjną wynosi tydzień. Składane przez Portal Przyłączeniowy rozpatrywane są o 3 dni krócej.

Inne rozwiązania wdrożone przez Departament Usług Dystrybucyjnych i Obsługi Klienta Spółki to m.in. nowa wizualizacja miejsc obsługi klienta, wprowadzenie funkcji doradcy ds. rozwoju rynku, uruchomienie *Contact Center* oraz optymalizacja i uproszczenie transakcji przyłączeniowej.

Hanna Ożugowska, Polska Spółka Gazownictwa

Transformacja energetyczna polskiego ciepłownictwa

Urszula Zajęc

Transformacja energetyczna jest jednym z kluczowych trendów globalnej gospodarki, a gaz ma istotną rolę we wszystkich fazach przemian.

Dla Polskiej Spółki Gazownictwa oznacza to możliwość dystrybucji gazu w nowych obszarach rynku.

Jednym z takich obszarów jest rynek polskiego ciepłownictwa powiatowego, czyli obiektów źródeł ciepła średniej wielkości – do mocy 50 MW. Wynika to z konieczności podjęcia przez polski sektor ciepłowniczy inwestycji dostosowujących instalacje wytwórcze do wymogów „Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych” (tzw. dyrektywa IED) UE¹⁾, aktualnych konkluzji dotyczących nowych technologii (tzw. konkluzje BAT²⁾ oraz norm emisyjnych wynikających z „Dyrektywy o średnich źródłach spalania” (tzw. dyrektywa MCP³⁾ w zakresie niezbędnych rozwiązań dotyczących m.in. odpylania, odazotowania i odsiarczania.

Istotny w kontekście rozwoju tego sektora jest fakt, że ciepłownictwo systemowe pokrywa aż 42 proc. krajowego zapotrzebowania na ciepło. Likwidacja nieefektywnych indywidualnych źródeł ciepła i podłączenie odbiorców do systemu ciepłowniczego jest jednym z najskuteczniejszych i najefektywniejszych ekonomicznie mechanizmów działania na rzecz ograniczania tzw. niskiej emisji oraz poprawy jakości powietrza.

Źródłem energii dla prawie 90 proc. działających systemów ciepłowniczych w Polsce – zwłaszcza w miastach do 100 tys. mieszkańców – jest węgiel. Nie spełniają one definicji „efektywnego systemu ciepłowniczego”,



Zabudowa gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 331 kW i mocy cieplnej 365 kW w Ciepłowni REGATY jest bardzo dobrym przykładem wykorzystania technologii kogeneracji w procesie modernizacji małych osiedlowych systemów ciepłowniczych.

zgodnie z którą do produkcji ciepła lub chłodu powinno się wykorzystywać w co najmniej 50 proc. energię ze źródeł odnawialnych albo tzw. ciepło odpadowe, w 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50 proc. wykorzystywać połączenie ww. energii i ciepła⁴.

PSG chce, aby gaz służył nie tylko do modernizacji polskiego ciepłownictwa, ale również do wsparcia sektora elektroenergetycznego. Celem jest budowa

W transformacji energetycznej gaz jest nie tylko paliwem przejściowym, ale również paliwem przyszłości. Oznacza to, że Polska Spółka Gazownictwa, jako część GK PGNiG, analizuje możliwości zastępowania gazu kopalnianego przez biometan, a w przyszłości także wodór.

PSG do 2025 roku planuje uzyskać organizacyjną i techniczną zdolność do dystrybucji przynajmniej 1 mld m³ biometanu, zakładając istotny udział tego paliwa w zmieniającym się rynku energii w Polsce.

Istotny w kontekście rozwoju tego sektora jest fakt, że ciepłownictwo systemowe pokrywa aż 42 proc. krajowego zapotrzebowania na ciepło.

Urszula Zając, pełnomocnik zarządu ds. rozwoju energetyki niskoemisyjnej, Polska Spółka Gazownictwa

samodzielności polskiego przemysłu poprzez rozwój źródeł kogeneracyjnych pozwalających na jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła oraz wspieranie rozwoju lokalnej samodzielności energetycznej. Widzimy ogromny potencjał w rozwoju źródeł kogeneracyjnych na gaz. Dzięki wsparciu inwestycyjnemu i operacyjnemu dla tego typu projektów źródła te stają się coraz bardziej opłacalne.

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2010/75/UE z 24.11.2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (*Industrial Emission Directive – IED*).

² BAT – *Best Available Techniques*.

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2015/2193/UE z 25.11.2015 roku w sprawie ograniczenia niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (*Medium Combustion Plants – MCP*).

⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE o efektywności energetycznej 2012/27/UE z 25.10.2012 roku zawiera definicję efektywnego systemu ciepłowniczego. Dyrektywa została implementowana do polskiego porządku prawnego poprzez zapisy w ustawie o efektywności energetycznej z 20.05.2016 roku.

Korytarz Północ–Południe: decydująca faza

Iwona Dominiak

Przełom dekad to czas znacznych wydarzeń w tym jednym z ważniejszych przedsięwzięć dla polskiej gospodarki. Jeszcze w styczniu, i to przed terminem, odbył się odbiór końcowy gazociągu Zdieszowice–Kędzierzyn. Później było równie dynamicznie: w kwietniu zakończyła się budowa gazociągu Hermanowice–Strachocina, w czerwcu odcinka I gazociągu Zdieszowice–Wrocław. W lipcu odcinek II gazociągu Zdieszowice–Wrocław otrzymał pozwolenie na użytkowanie, a w sierpniu odbył się odbiór eksploatacyjny gazociągu Tworóg–Kędzierzyn.”

To nagromadzenie finalnych etapów w poszczególnych inwestycjach korytarza jednoznacznie pokazuje, że nasz plan inwestycyjny rozbudowy systemu przesyłowego w wielu przypadkach znalazł się już w fazie odbiorów końcowych i pozwoleń. Jeszcze rok temu z okazji takich wydarzeń, być może, organizowalibyśmy uroczyste zakończenie inwestycji, które zawsze jest okazją do podziękowań wszystkim osobom, instytucjom i firmom zaangażowanym w przedsięwzięcie. Epidemia koronawirusa jednak wiele zmieniła w sposobie prowadzenia inwestycji, więc takich spotkań nie ma. Natomiast niezmiennie pozostało tempo realizacji planu inwestycyjnego.

DLACZEGO KORYTARZ JEST TAK WAŻNY?

Dwa najbardziej rozpoznawalne projekty GAZ–SYSTEM to Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego oraz Baltic Pipe. To wejścia do krajowego systemu przesyłowego, które zwiększają bezpieczeństwo energetyczne Polski. Ich realizacja nie byłaby jednak zasadna, gdyby nie było możliwości transportu surowca w kraju oraz dalej – w kierunku południowym.

Dlatego budowa Korytarza Północ–Południe stała się jednym z kluczowych zadań inwestycyjnych spółki. Korytarz to również odpowiedź na coraz większe zapotrzebowanie na gaz w Polsce, wynikające między innymi z przechodzenia przedsiębiorstw i odbiorców indywidualnych na źródła energii bardziej przyjazne środowisku niż dotychczas stosowane. Za sprawą korytarza zmieni się dominująca oś transportu gazu w Polsce. Polskie przedsiębiorstwa uzyskają dostęp do ekologicznego paliwa, a w regionie Europy Środkowo-Wschodniej stanie się możliwa budowa rynku gazu opartego na konkurencyjnych zasadach. Potwierdzeniem międzynarodowego charakteru i wagi, jaką przywiązuje Unia Europejska do tego przedsięwzięcia jest fakt, że inwestycjom prowadzonym w ramach Programu Korytarz Północ–Południe w Polsce zostało przyznane dofinansowanie łącznie na ponad 2 mld 418 mln zł (z programów POIiŚ¹ i CEF²).

W ostatnim roku najwięcej zdarzeń związanych z końcowymi etapami inwestycji, wchodzących w skład korytarza dotyczyło przedsięwzięć realizowanych przez Oddział GAZ–SYSTEM w Świerklanach. W 2019 roku pozwolenie na użytkowanie otrzymały ga-



Budowa gazociągu Zdieszowice–Wrocław: przejście pod Odrą w Kątach Opolskich.

Inwestycje w ramach Korytarza Północ-Południe



NR	NAZWA INWESTYCJI	DŁUGOŚĆ (km)
1	gazociąg Lwówek-Odolanów (odcinek Lwówek-Krobia)	113,4
2	gazociąg Lwówek-Odolanów (odcinek Krobia-Odolanów)	54,1
3	gazociąg Czeszów-Wierzchowice	14,1
4	gazociąg Czeszów-Kielczów	32,5
5	gazociąg Zdądziszowice-Wrocław (odcinek Brzeg-Zębice-Kielczów)	49,1
6	gazociąg Zdądziszowice-Wrocław (odcinek Zdądziszowice-Brzeg)	84,8
7	gazociąg Zdądziszowice-Kędzierzyn	17,3
8	łącznica Kędzierzyn	nie dotyczy
9	gazociąg Tworóg-Kędzierzyn	43,4
10	gazociąg Tworóg-Tworzeń	55,2
11	gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (odcinek Braciejówka-Tworzeń)	34,1
12	gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (odcinek Patecznica-Braciejówka)	56
13	gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (odcinek Pogórska Wola-Patecznica)	78,1
14	gazociąg Strachocina-Pogórska Wola	97,4
15	węzeł Strachocina	nie dotyczy
16	gazociąg Półka-Słowacja	61,3
17	gazociąg Hermanowice-Strachocina	71,7

LEGENDA

GAZOCIĄGI:

- REALIZACJA
- WYBUDOWANE
- POCZĄTEK / KONIEC GAZOCIĄGU
- TŁOČZNIA
- ⊠ WĘZEŁ

zociągi Zdądziszowice–Kędzierzyn, w maju 2020 roku Tworóg–Kędzierzyn, a trzy miesiące później odcinek Zdądziszowice–Brzeg (fragment gazociągu Zdądziszowice–Wrocław). Warto dodać, że drugi fragment tego gazociągu (odcinek Brzeg–Zębice–Kielczów) został zakończony przed terminem umownym, co potwierdza, że pandemia koronawirusa nie spowolniła procesów inwestycyjnych w spółce.

Korytarz Północ-Południe to złożone przedsięwzięcie, na które składa się 17 dużych projektów inwestycyjnych, a łączna długość wszystkich odcinków wynosi około 800 km. Wiele z nich jest już zakończonych, ale są jeszcze takie, na których trwają zaawansowane prace. Z pewnością w kolejnych numerach „Przeglądu Gazowniczego” wrócimy do tematyki korytarza, ponieważ w najbliższych kilkunastu miesiącach wszystkie elementy tego ważnego łącznika północy z południem będą ukończone i uzupełnią sieć gazową w naszym regionie Europy.

Autorka jest rzecznikiem prasowym GAZ-SYSTEM.



Budowa gazociągu Pogórska Wola-Tworzeń. Po lewej droga krajowa nr 94, po prawej kominy huty, a w środku międzynarodowa magistrala – Korytarz Północ-Południe.

¹ Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko <https://www.pois.gov.pl/>

² Instrument „Łącząc Europę” (ang. *Connecting Europe Facility* - CEF) <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/zasady-dzialaniafunduszy/program-laczac-europe/>

W trosce o bezpieczeństwo i czystość Zatoki Puckiej

Piotr Wojtasik

Zatoka Pucka. Do przewróconego katamaranu pod pływa łódź ratownicza i pomaga postawić go na wodzie. Grupa osób na materacach oddaliła się zbyt daleko od brzegu, pod pływa do nich ekipa ratownicza i udziela im pomocy. To nie sceny z filmu fabularnego, ale akcje ratunkowe łodzi GSP-20, jednostki typu RIB zakupionej przez spółkę Gas Storage Poland.



W 2020 roku spółka Gas Storage Poland zakupiła łódź ratunkową typu RIB, której celem jest prowadzenie działań ratowniczo-ekologicznych na obszarze Zatoki Puckiej. Łodzie RIB to jednostki bezpieczne, odporne na uszkodzenia, szybkie i o lepszej dzielności wodnej niż tradycyjne motorówki. Przez lata łodzie tego typu wykorzystywała policja, wojsko i służby ratunkowe. Uruchomiony przez Gas Storage Poland projekt służy zwiększeniu bezpieczeństwa w Zatoce Puckiej. Realizowany jest jako wsparcie lokalnej społeczności gminy Kosakowo,

a także działań proekologicznych na terenie gminy Kosakowo i powiatu puckiego.

Idea patrolu ratowniczo-ekologicznego wpisuje się w działania odpowiedzialnego biznesu, jakie od lat realizuje Gas Storage Poland w regionach, w których zlokalizowane są kawernowe podziemne magazyny gazu. Projekt jest kolejną formą zaangażowania na rzecz lokalnej społeczności. Inicjatywa Gas Storage Poland jest przykładem realnego zaangażowania się przedsiębiorstwa w lokalne sprawy. Firma, wspierając bezpieczeństwo Zatoki Puc-

kiej, jednocześnie dba o ekologię. Łódź ma ratować i służyć do badań stanu czystości wody.


W nieco ponad 2 miesiące od pierwszego wodowania łódź ratunkowa GSP-20 uczestniczyła już w kilku akcjach ratowniczych oraz w dziesiątkach patroli ratowniczo-ekologicznych. Jedną ze spektakularnych akcji dotyczyła przewróconego na wodzie katamaranu, który znajdował się kilkaset metrów od brzegu. Poinformowany o zagrożeniu patrol niezwłocznie udał się we wskazany rejon, udzielając pomocy członkom załogi i stawiając katamaran na wodzie. Patrol wspiera nie tylko mieszkańców regionu Zatoki Puckiej, ale również turystów wypoczywających nad morzem. Prowadzi także działania na rzecz ochrony środowiska naturalnego, penetrując akwen pod kątem ekologicznym (usuwa zanieczyszczenia z powierzchni wody, wykonuje dokumentację podwodną, sprawdza stan czystości wody).

Pierwsze, uroczyste wodowanie łodzi GSP-20 odbyło się 26 czerwca br. na wodach Zatoki Puckiej. W spotkaniu udział wzięli przedstawiciele Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, władz powiatu puckiego i gminy Kosakowo, dyrekcja Okręgowego Urzędu Górniczego w Gdańsku, dyrekcja SAR (Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa) oraz przedstawiciele rady województwa pomorskiego. Wójt gminy Kosakowo złożył na ręce prezesa Gas Storage Poland list z podziękowaniami za wkład we wzrost bezpieczeństwa mieszkańców i turystów w rejonie Zatoki Puckiej.

Gas Storage Poland oddała łódź GSP-20 w użytkowanie Stowarzyszeniu Morska Baza Szkoleniowa Mechelinki, które zapewnia wykwalifikowaną załogę do realizacji zadań w ramach patrolu ratowniczo-ekologicznego oraz badań podwodnych. Ekipa Morskiej Bazy Szkoleniowej Mechelinki to fachowcy od ratownictwa morskiego. Założycielami stowarzyszenia są byli żołnierze, weterani Jednostki Specjalnej FORMOZA. Ich zadaniem, w ramach projektu, jest prowadzenie patrolu pod nazwą „Rescue Eco Patrol”, którego załoga będzie udzielać bezpośredniej pomocy osobom potrzebującym na wodzie i plaży, sprawdzać akwen pod kątem ekologicznym (usuwanie zanieczyszczeń z powierzchni wody, wykonywanie podwodnej dokumentacji) oraz edukować społeczeństwo w ramach projektu „Pływam bez promili”. Portem nowej łodzi ratowniczej jest Przysań w Mechelinkach.

Obszar Zatoki Puckiej jest nie tylko miejscem szczególnym na mapie turystycznej naszego kraju, ale także na mapie energetycznej. W tym regionie Gas Storage Poland eksploatuje Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo. Obiekt został uznany za szczególnie ważny dla bezpieczeństwa i obronności państwa i za element systemu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Prospołeczne i ekologiczne podejście Gas Storage Poland wiąże się nie tylko z koniecznością sprostania wielu przepisów prawnym, ale również z lokalizacją magazynu w rejonie Zatoki Puckiej, stanowiącej cenny w skali kraju zasób przyrodniczy.

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo jest obecnie inwestycją w budowie. W 2019 roku spółka Gas Storage Poland oddała do eksploatacji kolejne 3 komory magazynu na tzw. Klastrze B. Dzięki temu zwiększona została pojemność magazynowa w naszym kraju o ponad 93 mln metrów sześciennych. KPMG Kosakowo dysponuje obecnie 239,5 mln metrów sześciennych pojemności czynnej. Inwestycja w ramach budowy Klastra B obejmuje jeszcze 2 komory. Prace w tym zakresie zostaną zakończone do końca 2021 roku. Dzięki temu łączna pojemność czynna KPMG Kosakowo wyniesie około 300 mln metrów sześciennych



**GMINA
KOSAKOWO**
WWW.KOSAKOWO.PL

Wójt Gminy Kosakowo
tel. 58 660 43 00
mail sekretariat@kosakowo.pl
Kosakowo, dnia 26 czerwca 2020 roku

KW.0054.1.4.2020.MS

**Pan Krzysztof Hnatio
Prezes Zarządu
Gas Storage Poland Sp. z o.o.**


Szanowny Panie,

W imieniu samorządu Gminy Kosakowo oraz całej kosakowskiej społeczności pragnę przekazać wyrazy podziękowania za okazane wsparcie w postaci przekazanej łodzi ratunkowej typu RIB z przeznaczeniem dla działań patrolu ratowniczo-ekologicznego na terenie Zatoki Puckiej Stowarzyszeniu Morska Baza Szkoleniowa Mechelinki.

Troska o bezpieczeństwo mieszkańców Gminy Kosakowo oraz licznie odwiedzających naszą ziemię turystów jest jednym z priorytetów w katalogu naszych zadań.

Inicjatywy i działania, które w swoich założeniach mają przeciwdziałanie zagrożeniom dla życia i zdrowia ludzkiego oraz środowiska naturalnego zasługują na uznanie.

Cieszę się, iż gmina Kosakowo znalazła się wśród beneficjentów polityki społecznej odpowiedzialności biznesu spółki Gas Storage Poland Sp. z o.o. Życzę nieustającej motywacji i satysfakcji z podejmowanych działań.

Wójt Gminy Kosakowo

Marcin Majek

Gmina Kosakowo ul. Żeromskiego 69 81-198 Kosakowo tel. 58 660 43 00 sekretariat@kosakowo.pl NIP 587 15 69 970

gazu, czyli około 50 mln więcej od planowanej. Uzyskanie większej pojemności komór magazynowych wiąże się z wykorzystaniem przez Gas Storage Poland możliwości geologicznych złoża Mechelinki oraz optymalizacją procesów ługowania komór bez zwiększania kosztów budowy. Wzrost efektywności realizowanego procesu wynika m.in. z optymalnego doboru złoża Mechelinki przeznaczonego do realizacji inwestycji w zakresie budowy podziemnych kawernowych magazynów gazu.

**Piotr Wojtasik, dyrektor Biura Komunikacji i Spraw Personalnych,
rzecznik prasowy Gas Storage Poland**

PGNiG TERMIKA poprzez bloki gazowo-parowe odpowiada na kierunki transformacji

Branża ciepłownicza jest obecnie w trakcie transformacji. Elektrownie i elektrociepłownie muszą zmniejszać zużycie węgla i przechodzić na inne, bardziej przyjazne dla środowiska źródła energii. Mimo że węgiel jest nadal paliwem dominującym, to wraz z kolejnymi inwestycjami prowadzonymi przez spółki ciepłownicze jego udział w miksie paliwowym będzie się zmniejszał na rzecz gazu.

W sektorze ciepłowniczym duże znaczenie ma efektywne wykorzystanie paliw i zasobów naturalnych, dlatego ważne staje się elastyczne reagowanie na zmieniające się otoczenie ekonomiczne poprzez dywersyfikację portfela paliwowego i wykorzystanie różnych źródeł energii. Obecnie źródła węglowe zamieniane są na gazowe źródła wytwórcze, które charakteryzują się prawie dwukrotnie niższym poziomem emisyjności CO₂ w porównaniu ze źródłami opalonymi węglem kamiennym. Nie emitują pyłu ani związków siarki, nie wymagają również uciążliwego i kosztownego transportu węgla i składowania ubocznych produktów spalania.

PGNiG TERMIKA SA koncentruje się na budowie nowoczesnych, wysokosprawnych i niskoemisyjnych źródeł wytwórczych opartych na paliwie gazowym, pamiętając przy tym o wykorzystaniu potencjału kogeneracji jako najbardziej efektywnym sposobie produkcji energii cieplnej i elektrycznej w skojarzeniu.

– Jednym z podstawowych kierunków ekspansji PGNiG TERMIKA jest budowa sieci kogeneracyjnych gazowych źródeł



Wizualizacja bloku gazowo-parowego, Ec Żerań.

wytwórczych dostarczających ciepło na potrzeby rozwijających się komunalnych i przemysłowych systemów ciepłowniczych. Istotnym elementem realizacji tego celu jest budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli oraz realizowana inwestycja budowy bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Żerań w Warszawie. Nasza firma przystąpiła również do budowy elektrociepłowni w Przemyślu. Silne zaangażowanie spółki w rozwój gazowych jednostek kogeneracyjnych wynika przede wszystkim z efektywności energetycznej tego typu źródeł – zaznaczył Paweł Stańczyk, prezes zarządu PGNiG TERMIKA SA.

Bloki gazowo-parowe stosują technologię przetwarzania energii, która pozwala uzyskać najwyższe sprawności przetwarzania paliwa kopalnego na energię elektryczną i ciepłą. Realizacja ich budowy przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, bezpieczeństwa zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskich, a poza tym dorównuje wyzwaniom związanym z poprawą sytuacji klimatycznej i środowiskowej w kraju. Dlatego PGNiG TERMIKA poprzez bloki gazowo-parowe odpowiada na kierunki transformacji.



Wizualizacja bloku gazowo-parowego, Ec Stalowa Wola.

Ważnym projektem inwestycyjnym wykorzystującym potencjał kogeneracyjny, opartym na paliwie gazowym, jest blok gazowo-parowy w Stalowej Woli. Oddanie tej jednostki wytwórczej do eksploatacji planowane jest do końca 2020 roku. Blok o mocy 450 MWe i 240 MWt powstał na terenie obecnej elektrowni Stalowa Wola jako wspólna inwestycja dwóch podmiotów, w której po 50 procent akcji obejmują TAURON Wytwarzanie i PGNiG TERMIKA. Blok będzie pracował w kogeneracji – oprócz energii elektrycznej będzie wytwarzał ciepło na potrzeby komunalne i parę technologiczną dla pobliskich zakładów przemysłowych. Dzięki wykorzystaniu gazu ziemnego jako paliwa stalowowolska jednostka będzie spełniać bardzo restrykcyjne normy środowiskowe. Wskaźnik emisji dwutlenku węgla, który wynosi około 360 kg/MWh, wpisuje się w wymagania BAT. Bardzo niska jest też emisja tlenków azotu, a tlenki siarki praktycznie w ogóle nie są emitowane. Dodatkowo, z uwagi na usytuowanie bloku w centrum miasta, bardzo ważny jest brak emisji pyłów.

Drugą ważną inwestycją w tym zakresie jest budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie o mocy elektrycznej 497 MWe i ciepłej 326 MW. Realizacja projektu przyczyni się do modernizacji tej warszawskiej elektrociepłowni. Program inwestycyjny, obejmujący budowę bloku gazowo-parowego i pięciu kotłów gazowych o mocy 650 MWt, pozwoli na wyłączenie wyeksploatowanych kotłów węglowych (5 kotłów typu OP-230 oraz 4 kotły typu WP-120). Wraz z zabudową kotłów gazowych i wycofaniem znaczącej części majątku opartego na węglu projekt

ten przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa zasilania energetycznego aglomeracji warszawskiej i odczuwalnej poprawy jakości powietrza. Blok będzie spełniał najostrejsze europejskie kryteria środowiskowe, tj. wymagania dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED) oraz wymogi BAT.

Najnowsza inwestycja to rozpoczęta w Przemysłu budowa gazowego układu kogeneracyjnego. Nowa elektrociepłownia zasilana gazem będzie produkować ciepło na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego i jednocześnie wytwarzać energię elektryczną. Moc jednostki wyniesie 11,05 MW energii cieplnej i 5,19 MW energii elektrycznej. Ważną zaletą elektrociepłowni budowanej przez PGNiG TERMIKA będzie ograniczenie emisji dwutlenku węgla o 4300 ton rocznie. Dzięki temu przemyski system energetyczny będzie mógł sprostać coraz bardziej restrykcyjnym wymogom ochrony środowiska. Budowa elektrociepłowni to w przyszłości bezpieczeństwo energetyczne miasta oraz poprawa jakości powietrza, zapewniająca większy komfort życia jego mieszkańców.

PGNiG TERMIKA odpowiada na kierunki transformacji, realizując projekty związane z wymianą przestarzałych technologicznie instalacji opalanych węglem na rzecz nowoczesnych i wysokosprawnych układów gazowych oraz wykorzystując efektywne instalacje ochrony środowiska na istniejących obiektach wytwórczych.

Biuro Komunikacji PGNiG TERMIKA



Wizualizacja bloku gazowo-parowego, Ec Przemysł.

Zakończenie kontraktu przesyłowego z „Gazprom export”

17 maja br. zakończył się 25-letni okres obowiązywania kontraktu przesyłowego pomiędzy EuRoPol GAZ s.a. i OOO „Gazprom export”, którego realizacja – m.in. dzięki zastosowaniu nowoczesnych rozwiązań technicznych i technologicznych – przyczyniła się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państw Europy Zachodniej.

Budowa polskiego odcinka gazociągu jamalskiego

Podstawą do budowy polskiego odcinka gazociągu Jamał–Europa Zachodnia było podpisanie 25 sierpnia 1993 roku przez rządy Polski i Rosji „Porozumienia między rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostaw gazu do Rzeczypospolitej Polskiej”.

Zgodnie z tym porozumieniem, przedsięwzięcie inwestycyjne realizowane było na podstawie obowiązujących w Polsce norm technicznych, a także – w szerokim zakresie – normatyw i przepisów technicznych obowiązujących w innych krajach europejskich.

EuRoPol GAZ s.a., jako inwestor i właściciel Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) na terytorium Polski, postawił na jakość realizacji inwestycji, stosując zalecenia zawarte w rodzinie norm ISO 9000. Cały proces inwestycyjny realizowany był zgodnie z kompleksowym Systemem Zapewnienia Jakości, opracowanym i wdrożonym specjalnie dla potrzeb tego projektu. Wymagania tego systemu dotyczyły w równym stopniu generalnego projektanta SGT, producentów i dostawców materiałów i urządzeń, jak i generalnych wykonawców i podwykonawców robót oraz służby nadzoru inwestorskiego.

Polski odcinek gazociągu Jamał–Europa Zachodnia wybudowano w latach 1995–2005. Do najważniejszych dat z historii budowy należą m.in. wykonanie pierwszej spoiny na gazociągu, tzw. pierwszy spaw (1996), oddanie do użytku pierwszego odcinka części liniowej gazociągu na odcinku Górzycza–Lwówek Wielkopolski (1996) oraz oddanie do eksploatacji Tłoczni i Pomiarowni Gazu Kondratki (1999).

Z technicznego punktu widzenia, polski odcinek gazociągu jamalskiego to gazociąg: o średnicy DN 1400 i ciśnieniu roboczym 8.4 MPa, długości 684 km, z pięcioma tłoczniami gazu o łącznej mocy 400 MW i infrastrukturze towarzyszącej, na którą składają się m.in. 34 zespoły zaporowo–upustowe, system łączności technologicznej oraz system telemechaniki i zarządzania SCADA.

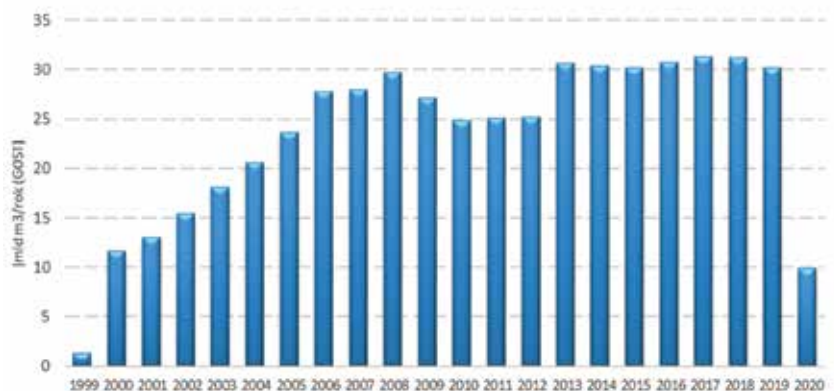
Kontrakt przesyłowy z „Gazprom export”

Mając na uwadze powodzenie realizacji ww. inwestycji, zawarty został kontrakt na przesył rosyjskiego gazu ziemnego pomiędzy EuRoPol GAZ s.a. i OOO „Gazprom export” przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Fizyczny przesył gazu ziemnego rozpoczął się 5 listopada 1999 roku, po oddaniu do eksploatacji Pomiarowni i Tłoczni Gazu Kondratki.

Ilości przesyłanego gazociągiem gazu rosły wraz z oddawaniem do eksploatacji kolejnych tłoczni gazu. Począwszy od 2006 ro-

Realizacja kontraktu w poszczególnych latach



ku (po oddaniu do eksploatacji wszystkich pięciu tłoczni) udostępniona dla kontraktu roczna moc wzrosła do 28,76 mld m³/rok i była wykorzystywana w różnym stopniu w zależności od zamówień składanych przez rosyjskiego kontrahenta.

W latach 2017–2018 nastąpiło maksymalne wykorzystanie mocy rocznych, które możliwe było dzięki pełnej elastyczności pracy gazociągu i minimalizacji ograniczeń związanych z planowanymi pracami remontowymi i serwisowymi oraz awariami.

W ramach całego okresu obowiązywania kontraktu przetransportowano łącznie 514,6 mld m³ gazu ziemnego (według GOST). W tym okresie realizowany był również kontrakt przesyłowy z PGNiG SA (obowiązujący do 31 grudnia 2022 roku), w ramach

którego przetransportowano 52,1 mld m³ gazu. Zamieszczony wykres obrazuje realizację usługi przesyłowej do Europy Zachodniej w poszczególnych latach.

Należy podkreślić, że wykonanie przedmiotowego kontraktu przesyłowego w całym okresie jego obowiązywania odbyło się w sposób bezproblemowy i niezakłócony. W stosunku do EuRoPol GAZ s.a. nie pojawiły się żadne roszczenia z tytułu niezrealizowania postanowień umownych.

Ponadto, realizacja kontraktu w tak długim okresie wymusiła dostosowywanie sposobu jego wykonania do zmieniających się uwarunkowań prawnych (w tym wynikających z prawa UE) i organizacyjnych, jak np. wyznaczenie operatora systemu przesyłowego na całej infrastrukturze SGT. Zakończenie kontraktu z „Gazprom export” spowodowało również „uwolnienie” dotychczasowych zarezerwowanych przepustowości SGT, a następnie udostępnienie ich przez operatora SGT wszystkim uczestnikom rynku gazu, zgodnie z prawem UE (wspólnotowy kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu) i krajowym, tj. z wykorzystaniem mechanizmu aukcji produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych.

Stan techniczny gazociągu

Na bezpieczną i ciągłą realizację zadań przesyłowych, zgodnie z postanowieniami kontraktu, znaczący wpływ miało utrzymanie przez EuRoPol GAZ s.a. gazociągu i towarzyszącej mu infrastruktury w należyłym stanie technicznym, przy jednoczesnym zapewnieniu sprawnej i terminowej realizacji remontów i prac serwisowych oraz ciągłej modernizacji eksploatowanego majątku, z wykorzystaniem personelu oraz firm serwisujących mających odpowiednią wiedzę i wieloletnie doświadczenie.

Należy też wspomnieć, że po zakończeniu budowy tłoczni gazu (odpowiednio w latach 2000–2005) firma Polski Rejestr Statków, pełniąc nadzór inwestorski nad budową tłoczni, wydała dla wszystkich obiektów certyfikat zgodności wykonania zgodnie z dokumentacją techniczną i wymaganiami norm oraz obowiązującymi przepisami prawa.

Powyższe wysokie standardy pracy i sprawności technicznej infrastruktury SGT potwierdzone zostały przyznanymi certyfikatami, wyróżnieniami oraz przeprowadzoną w latach 2016–2017 przez PGNiG Gazoprojekt S.A. (głównego projektanta SGT) we współpracy z Bureau Veritas Polska i EuRoPol GAZ s.a. unikalną w skali całego gazociągu jamalskiego oceną stanu bezpieczeństwa technicznego SGT.

Zakończona w 2017 roku ocena stanu bezpieczeństwa technicznego SGT wykazała, że część liniowa i wszystkie obiekty i systemy technologiczne poddane ocenie funkcjonują w sposób prawidłowy, są sprawne technicznie i mogą być dalej eksploatowane zgodnie z obowiązującymi dokumentami eksploatacyjnymi SGT. Ocena potwierdziła, że zapewnione jest bezpieczeństwo ruchu (pewność przesyłu gazu), bezpieczeństwo osób i mienia oraz środowiska naturalnego. Podczas oceny nie stwierdzono też uchybień w zakresie zgodności wykonywanych czynności kontrolnych, naprawczych z obowiązującymi przepisami prawa, procedurami eksploatacyjnymi oraz dobrą praktyką inżynierską. Wykazano ponadto, że czynności kontrolne prowadzone są systematycznie

i są w pełni udokumentowane, remonty i modernizacje są zgodne z przyjętymi założeniami projektowymi SGT i zwiększają bezpieczeństwo oraz żywotność eksploatowanych obiektów a EuRoPol GAZ s.a. na bieżąco monitoruje poziom ryzyka eksploatacji oraz bezpieczeństwa części liniowej i obiektowej SGT.

Przeprowadzona ocena jest dowodem na to, że opisany w niej stan techniczny gazociągu jest gwarancją utrzymania zdolności do bezpiecznego przesyłu gazu zarówno do odbiorców w Polsce, jak i Europie oraz zapewnia zachowanie pełnej projektowej przepustowości SGT.

W 2014 roku EuRoPol GAZ s.a. otrzymał wyróżnienie przyznane przez Urząd Dozoru Technicznego „Lider Bezpieczeństwa Technicznego” w kategorii „Użytkownik”. Wyróżnienie to stanowiło dowód najwyższego uznania dla działań w zakresie dbałości o bezpieczeństwo techniczne, środowisko i bezpieczeństwo ludzi i było tym cenniejsze, że przyznali je niezależni eksperci renomowanej polskiej instytucji certyfikującej.

Przykładem podejmowanych przez EuRoPol GAZ s.a. działań zmierzających do utrzymania wysokiej dostępności infrastruktury technicznej SGT, a zatem utrzymania zdolności do realizacji usługi transportu gazu, są modernizacje i nowe projekty zrealizowane w obszarze łączności i SCADA. W ramach tych działań całkowicie zmieniono pierwotnie zainstalowane systemy transmisji danych i sterowania obiektami liniowymi. Działania te zrealizowano przede wszystkim dzięki wiedzy i wysokim umiejętnościom pracowników EuRoPol GAZ s.a. Pozwoliły one na optymalizację kosztów utrzymania oraz wspólne wykorzystanie systemów łączności dla celów technologicznych i zaplecza biurowego.

Zarówno systemy teleinformatyczne (IT), jak i systemy przemysłowe (OT) są dostosowywane do współczesnych wymogów bezpieczeństwa gwarantujących odporność na nowe cyberzagrożenia. EuRoPol GAZ s.a. konsekwentnie podnosi bezpieczeństwo systemów IT i OT, poddaje je okresowym audytom i dostosowuje do wymogów prawa i najlepszych standardów wynikających ze stosowania w spółce norm ISO 27001 i 22301 w tym zakresie. W 2011 roku wdrożono certyfikowany przez Bureau Veritas Certification (BVC) „Zintegrowany system zarządzania jakością, ochroną środowiska oraz bezpieczeństwem i higieną pracy”, oparty odpowiednio na normach ISO 9001, ISO 14001 oraz PN-N-18001.

* * *

Reasumując, założenia projektowe Systemu Gazociągów Transytowych wykazywały się od początku niezwykle, jak na tamte czasy, innowacyjnością. Szczególną uwagę zwrócono na zapewnienie odpowiedniej niezawodności gazociągu oraz minimalizację wpływu na środowisko. Wiele rozwiązań zastosowanych w projekcie było absolutną nowością w polskim gazownictwie.

Wszystkie powyższe przedsięwzięcia, wdrożone rozwiązania i stałe utrzymywanie wysokich standardów technicznych oraz wysokiej jakości pracy personelu, oparte na najlepszych praktykach, wiedzy i wieloletnim doświadczeniu, były gwarancją bezpiecznej i bezproblemowej realizacji omawianego kontraktu przesyłowego.

TGE ma szansę stać się liderem obrotu gazem w regionie

Nie ma drugiego sektora gospodarki, który absorbuje tak bardzo jak rynek energii. Polityków, biznes i społeczeństwo. Przed wszystkim dlatego że zmiany zachodzące na tym rynku dokonują się w tak wielu obszarach i w takim tempie, jak nigdy w historii. Niewielu jest przedstawicieli polskiej energetyki, którzy w tym procesie uczestniczą od ponad dwóch dekad i wciąż potrafią skutecznie odpowiadać na wyzwania rynku. W tym gronie liderów jest **Piotr Zawistowski**, rządzący warszawską giełdą energii już drugą kadencję.



Młodzieńcze decyzje Piotra Zawistowskiego, podejmowane na progu polskiej transformacji gospodarczej i ustrojowej, były bardzo racjonalne. Uznał, że w trudnych realiach tamtego czasu nie ma sensu planować „na zapas”, lecz należy wykazać się bardziej praktycznym podejściem – zdobyć dobre wykształcenie zawodowe i dopiero planować dalszą edukację. Wybrał technikum elektroenergetyczne w rodzinnej Legnicy, które wówczas uchodziło za jedną z najlepszych szkół w mieście. Dostał się do klasy o profilu „elektronika” i po ukończeniu technikum poszedł do pracy. Na wolnym już rynku znalazł zatrudnienie, a równocześnie rozpoczął zaoczne studia magisterskie w Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu w zakresie zarządzania przedsiębiorstwem. Zrezygnował z poszukiwania przypadkowych zajęć, ponieważ jego celem była praca w Zakładzie Energetycznym (ZE) w Legnicy. Pracował przy sprzedaży komputerów i w ówczesnym internecie znalazł ogłoszenie o konkursie giełdowym, organizowanym przez Komisję Papierów Wartościowych i Giełd. Wziął w nim udział i zdobył premiiowane miejsce. Dyplom i nagrodę odebrał w Warszawie. – *Wtedy potraktowałem to jako zdarzenie bez znaczenia – wspomina dzisiaj. – Ale przy kolejnym aplikowaniu do ZE w Legnicy, w 2000 roku, już po licencjacji, a więc formalnie będąc po wyższych studiach, załączyłem ten giełdowy dyplom i otrzymałem zaproszenie na rozmowę. Moje dokumenty zainteresowały członka zarządu odpowiedzialnego za handel. Skierował mnie do szefa działu obrotu energią. Rozmowa była bardzo miła. Okazało się, że jesteśmy absolwentami tego samego technikum. Zwrócił uwagę na mój giełdowy dyplom i chyba między innymi dlatego zaproponowano mi udział w projekcie, którego celem było przygotowanie spółki do wejścia na uruchamianą w tym czasie Giełdę Energii. Postrzegalem to jako wielkie wyzwanie, ponieważ wiązało się z koniecznością zdania egzaminów na maklera giełd towarowych. Wiosną 2002 roku, wraz z trzema innymi kandydatami, pojechałem do Warszawy na drugi w historii egzamin i jako jedyny wróciłem z licencją maklera giełd towarowych. Zostało to bardzo docenione w ZE.*

Był to czas dużych zmian w rodzimej energetyce. Powstał projekt polskiego rynku energii elektrycznej, przyjęty przez rząd RP w grudniu 1999 roku, a wdrożony w latach 2000–2001. Pozioma konsolidacja objęła wszystkie zakłady energetyczne. W regionie dolnośląskim obję-

ła pięć zakładów. Piotr Zawistowski przeniósł się do Wrocławia, gdzie jako trader handlował na Giełdzie Energii.

W 2007 roku ukończył podyplomowe studia w zakresie zarządzania sprzedażą w Wyższej Szkole Bankowej we Wrocławiu. I to nie była jedyna zmiana. – *W wyniku unbundlingu ze struktur EnergiaPro została wydzielona spółka obrotu – EnergiaPro Gigawat. To wydarzenie miało wpływ na moją dalszą karierę zawodową. Właśnie wtedy pierwszy raz znacząco awansowałem, objąłem stanowisko kierownicze, zostałem dyrektorem ds. analiz i zarządzania ryzykiem w tej właśnie spółce – wspomina nostalgicznie. Rok 2008 rozpoczął najbardziej aktywny zawodowo okres w moim życiu. W czerwcu tego roku rozpocząłem pracę w Tauronie w Katowicach. Krystalizował się wówczas model organizacji, wyłaniały się kolejne struktury porządkujące poszczególne obszary działalności. Byłem odpowiedzialny za budowę modelu biznesowego grupy w zakresie handlu, zarządzania ryzykiem i wiele innych aktywności związanych z handlem energią elektryczną, a następnie gazem. W tych latach odbył się nasz debiut giełdowy (2010 rok), Tauron dokonał też wielkiej integracji, kupując aktywa Vattenfalla (2011 rok). Dla całej kadry zarządzającej były to ważne doświadczenia. W okresie od wiosny 2014 roku do końca 2015 roku, jako prezes Tauron Obsługa Klienta, po raz pierwszy zarządzałem spółką zatrudniającą około 2800 osób i, co najważniejsze, zakres obowiązków odnosił się do wszystkich segmentów działalności firmy – od świadczonej obsługi księgowej i informatycznej spółek Grupy Tauron, aż po obsługę jej klientów. Zdobyłem wtedy ogromne doświadczenie w zarządzaniu nie tylko ludźmi, ale też skomplikowaną organizacją. Postrzegam to jako wielką szkołę pracy i życia. Przez kolejne lata byłem wiceprezesem zarządu Tauron Polska Energia ds. Klienta i Handlu. Rynek energii stał się coraz bardziej konkurencyjny, co zmuszało nas do rozwijania oferty handlowej także w zakresie gazu. Zaobserwowaliśmy wówczas największy przyrost klientów na skutek zmiany sprzedawcy.*

Ponad dekada funkcjonowania w kadrze zarządzającej w energetyce pozwala na pewną refleksję – kto miał największy wpływ na kształtowanie i funkcjonowanie tego rynku? Czynniki regulacyjne czy presja konsumentów? – *Zdecydowanie czynniki regulacyjne, co dotyczy nie tylko Polski. Klient w zasadzie może wpływać tylko na ostatnie ogniwo – sprzedaż energii czy gazu. Tam może poszukiwać*

oszczędności i bonusów, wartości dla siebie. Nasze programy realizowane w Tauronie z serii assistance (Serwisant 24h, Elektryk 24h) zostały bardzo dobrze przyjęte przez klientów. Podobnie skuteczna okazała się oferta gazowa – dostarczaliśmy nie tylko produkty, ale i usługi. Patrząc jednak szerzej, ówczesna polityka zarówno państwa, jak i UE wpływała również na wytwórców energii, jej dystrybucję, i na zachowania przedsiębiorstw – mówi Piotr Zawistowski. – Funkcje regulacyjne, ustawy i rozporządzenia bardziej kształtują rynek energii niż takie dokumenty jak polityka energetyczna państwa czy długofalowe planowanie oparte na prognozowaniu zapotrzebowania na energię, prognozy mixu energetycznego itp. Historia pokazuje, że niektóre kraje zachodnie – ponieważ miały taką moc sprawczą – budowały swoje strategie, wpływając na regulacje europejskie, co pozwalało im na „ucieczkę do przodu”. Nietrudno jednak zauważyć, że mimo ryzyk regulacyjnych nowe technologie dokonały rewolucji i dzisiaj np. energetyka wiatrowa startuje na aukcjach po cenach niższych niż cena hurtowa energii – dodaje.

W latach 2016–2017 Piotr Zawistowski pełnił funkcję prezesa Rady Zarządzającej Towarzystwa Obrotu Energią, był członkiem Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej oraz zasiadał w Radzie Nadzorczej TGE. W październiku 2017 roku objął stanowisko prezesa zarządu Towarowej Giełdy Energii.

– Instytucja giełdy jest mi doskonale znana od czasu, gdy nabyłem uprawnienia maklera giełd towarowych – mówi. – Jako prezes TGE zainteresowałem się bardzo rynkiem gazu, ze względu na to, że nie jest on jeszcze całkowicie zdefiniowany na poziomie regulacji europejskich i bardzo szybko się rozwija. Z punktu widzenia naszej działalności właśnie ten obszar jest dla nas nie tylko wielką szansą, ale i wyzwaniem. Uważam, że integracja regionalna tego rynku pozwoli nam jeszcze bardziej zaznaczyć swoją obecność na arenie europejskiej, a dzięki posiadanemu doświadczeniu i kompetencjom – bardzo ją wspomóc. Przykładem tego jest nasza ubiegłoroczna inicjatywa, z którą wyszliśmy do partnerów z państw bałtyckich. Pierwszym efektem podjętych przez TGE działań było podpisanie we wrześniu 2019 roku umowy o współpracy pomiędzy litewską giełdą GET Baltic a należącą do TGE Izbą Rozliczeniową Giełd Towarowych. Kolejnym ważnym wydarzeniem, a jednocześnie dużą nobilitacją, było zaproszenie, jakie otrzymaliśmy w lipcu br. od ministra energii Litwy do wsparcia organizacji rynku energii i gazu. Wspomnę, że podobne sygnały otrzymujemy od innych krajów bałtyckich. W obliczu połączenia gazowego z Litwą, które otwiera połączenie z Łotwą, Estonią i Finlandią, kwestia regionalnej integracji staje się bardzo ważna zarówno dla nas, jak i dla szeroko rozumianych pozostałych uczestników rynku. Zarówno dla odbiorców, którzy skorzystają z naszego gazu, jak i dla operatorów systemów przesyłowych, którzy będą operować na tych połączeniach. Korzyści biznesowe dostrzegają także sami traderzy, ponieważ ich obecność na transgranicznych rynkach jest konieczna. Rynek gazu jest teraz jedną z największych szans dla nas w regionie. Gdy dokona się już prawdziwa dywersyfikacja dostaw gazu na polski rynek, a pamiętajmy, że niebawem zostanie uruchomiony kolejny kierunek – Baltic Pipe – otwierający połączenie z Danią i Szwecją, to staniemy przed wielką szansą wykorzystania naszych kompetencji w utworzeniu regionalnego centrum handlu gazem. Patrząc na mapę Europy, Polska – ze swoją istniejącą i budowaną infrastrukturą przesyłową i terminalową – jest idealnym miejscem do uruchomienia wirtualnego punktu obrotu gazem, w którym te wszystkie nitki się zbiegają.

TGE od lat budowała swoją pozycję nie tylko w Polsce, ale także w Europie. – Uzyskaliśmy wszystkie wymagane licencje, tj. na prowadzenie giełdy towarowej, a także rynku regulowanego. W 2005 roku udostępniliśmy uczestnikom rynku Rejestr Świadectw Pochodzenia, a w 2014 roku Rejestr Gwarancji Pochodzenia. Dwukrotnie uzyskaliśmy status Nominowanego Operatora Rynku Energii do prowadzenia jednolitego mechanizmu łączenia europejskich rynków energii dnia następnego i dnia bieżącego – dla polskiego obszaru cenowego. W 2014 roku uruchomiliśmy Giełdową Platformę Informacyjną, która jest jedną z jedenastu europejskich platform transparentności, uznawanych przez ACER. Polski rynek giełdowy jest obecnie postrzegany jako płynny i atrakcyjny dla graczy z zewnątrz. Istnieją zatem w Polsce fundamenty do budowy regionalnego centrum handlu gazem. Rosnące powiązania rynków w układzie geograficznym mobilizują nas do działania, by stać się ważnym miejscem obrotu w Europie.

Pozycja warszawskiej TGE została w ubiegłym roku doceniona w Europie. Prezes Piotr Zawistowski został wybrany do zarządu stowarzyszenia europejskich giełd energii Europex. Ten wybór skomentował były prezes URE, dr Mariusz Swora: – Europex, jako stowarzyszenie europejskich giełd energii, odgrywa coraz większą rolę w procesie integracji rynków. Ten wybór podkreśla znaczenie naszej giełdy i pozwala na aktywne kształtowanie zasad funkcjonowania giełd w Europie.

6 maja br. Walne Zgromadzenie powołało Piotra Zawistowskiego do pełnienia funkcji prezesa TGE na nową, drugą kadencję.

TGE ceniona jest w Europie, aktywna w umacnianiu swojej pozycji w regionie, z ambitnym planem tworzenia hubu gazowego w przekonaniu, że jest to strategia zgodna z duchem czasu – wybierac paliwo mniej emisyjne niż węgiel. Czy Europejski Zielony Ład, z jego niechęcią do gazu ziemnego, może ostudzić zapał do takich projektów? – To zależy od tego, czy traktujemy to jako szansę czy zagrożenie. European Green Deal w jakimś stopniu przesuwaa postrzeganie gazu ziemnego z paliwa ekologicznego w kierunku paliw kopalnych, ale rozmawiamy teraz o szybkim wyjściu z paliw bardziej emisyjnych niż gaz, na jakimś etapie będzie on nam bardzo potrzebny. Nie da się w energetyce przeprowadzić rewolucji poprzez przeskoczenie pewnych etapów, bo zabraknie prądu i ciepła. W wielu systemach energetycznych – ze względu na istniejące jednostki wytwórcze – gaz będzie paliwem dobilansowującym. Nie zapominajmy, że nie tylko polski system energetyczny, ale i ciepłowniczy wymagają transformacji oraz że istnieje konieczność bilansowania OZE. W takim układzie nie widać w najbliższych latach alternatywy dla gazu. Możemy mówić o energetyce atomowej jako wielkoskalowym źródle energii, ale nie źródle regulacyjnym. No i pamiętajmy, że gaz jest nie tylko paliwem, ale jest też ważnym surowcem. Jestem przekonany, że ma on jeszcze przed sobą długą i bezpieczną przyszłość.

W lipcu br. londyński magazyn *Capital Finance International* (CFI.co) uznał Towarową Giełdę Energii (TGE) za najlepszą giełdę w Europie Środkowej w 2020 roku, zorientowaną na zrównoważony rozwój (*Best Sustainable Commodities Exchange Central Europe 2020*). – W tym roku mija 20 lat naszej działalności. Przyznanie nam nagrody potwierdza, jak wiele przez ten czas osiągnęliśmy, jesteśmy rozpoznawalni nie tylko w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, ale także coraz bardziej na świecie. Zewnętrzni eksperci docenili pracę, którą nieustannie wkładamy w rozwój firmy, pracę, która przynosi zarówno doskonałe wyniki, jak i satysfakcję. Taka nagroda na pewno motywuje i stawia TGE w zupełnie innym miejscu – komentuje Piotr Zawistowski.

Adam Cymer

Rola IT we wsparciu procesów transformacji energetycznej Polski

Arkadiusz Piłat

Autorzy najnowszej rewizji projektu PEP 2040 („Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”) przekonują nas, że zaprojektowana w dokumencie transformacja naszej energetyki ma charakter ewolucyjny, a nie rewolucyjny, co pozwoli rozłożyć koszty i tempo dostosowań w czasie.

Prawidłowość ta – według autorów – dotyczyć ma każdego z opisanych w dokumencie ośmiu kluczowych kierunków zmian, osadzonych w trzech elementach głównego celu PEP 2040, tj. bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności i poprawy efektywności energetycznej gospodarki oraz ograniczenia wpływu na środowisko.

Jednocześnie, w wielu miejscach dokumentu (zwłaszcza dotyczących wymiany węglowych aktywów wytwórczych na źródła OZE) przywoływana jest potrzeba pozyskania przez Polskę dodatkowych środków unijnych w ramach sprawiedliwej transformacji. Zwracana jest także uwaga na to, że jednak dla naszego kraju harmonogram realizacji celów transformacji proponowanej przez UE tak naprawdę jest rewolucją w modelu funkcjonowania energetyki, a nie spokojną ewolucyjną zmianą, zgodną z duchem czasu, który z Europy dotarł do nas z prawie dekadowym opóźnieniem.

Jak do tej rewolucji w energetyce ma się szeroko pojęta informatyka? Jak w takiej sytuacji radzą sobie systemy IT, przed którymi stawiane są nowe wyzwania, oczekiwania i potrzeby wynikające z rozpoczętej rewolucji energetycznej?

Nowe wyzwania IT w czasach „grania w zielone” czyli Europejskiego Zielonego Ładu (*Green Deal*)

Zasady tej gry do tej pory były nam mało znane, dużo o niej pisaaliśmy, teoretyzując, ale właściwie jedynie zerkaliśmy zza pleców grających w nią zawodowców w UE. Patrząc jednak na proces integracji europejskich rynków energii, w tym handlu energią na RDB – Rynku Dnia Bieżącego Energii Elektrycznej SIDC w modelu XBID, konieczności zamiany węgla na OZE – reguł gry musimy nauczyć się bardzo szybko. Ważne w tej grze jest to, żeby jak najkrócej przegrywać, a do tego potrzebne jest silne i skuteczne wsparcie systemów informatycznych.

Od strony technicznej do gry musimy się przygotować, budując i w ekspresowym tempie uruchamiając kolejne źródła OZE, czyli farmy wiatrowe na lądzie i morzu, farmy PV, biogazownie itd. Od strony informatycznej musimy wyposażyć koncerny w sprawnie działające systemy sterowania, zarządzania i handlowania generacją tych źródeł:

- **systemy aktywnego bilansowania OZE** – w tym na RDB (Rynku Dnia Bieżącego) z ultraszybkim prognozowaniem generacji, w ramach właśnie zmienianego modelu funkcjonowania Rynku Bilansującego PSE, gdzie koszty niezbilansowania – według nowych zasad – będą pokrywane przez operatora rynkowego źródła/grup źródeł OZE,
- **systemy optymalizacji pracy magazynu energii** – optymalizator nadrzędny nad podstawowym BESS (*Battery Energy Storage Systems*) i EMS instalacji magazynowej, którego funkcją celu jest maksymalizacja przychodu w ramach pracy instalacji poprzez odpowiednio wyznaczony i na bieżąco aktualizowany gra-

Mając na uwadze skalę zmian i dostosowań do wymogów transformacji energetycznej i nakreślone w PEP 2040 terminy ich realizacji, wszystkie opisane rozwiązania informatyczne należy traktować w kategorii *must have* dla wszystkich dużych graczy na rynku energii i gazu w Polsce.

fik pracy, czyli faz ładowań/rozładowań magazynu, z uwzględnieniem: aktualnych i przewidywanych w krótkim horyzoncie poziomów cenowych na REE, procesu bilansowania w ramach własnej generacji OZE, z którą pracuje w układach hybrydowych, usług lokalnych i systemowych w ramach Rynku Mocy,

- **systemy obsługi VPP (*Virtual Power Plant*)** – platformy IoT do integracji danych, systemy zarządzania i sterowania stroną podażową, czyli rozproszonymi geograficznie źródłami wytwórczymi OZE, kogeneracji, biogazowni itd. i stroną popytową, czyli odbiorcami, magazynami energii, klastrami/spółdzielniami energetycznymi itd., z uwzględnieniem handlu energią w ramach VPP na giełdach energii, najlepiej przy wykorzystaniu algotrading (*Algorithmic trading*), czyli automatycznego handlowania,

- **systemy monitorowania jakości energii i poprawy elastyczności sieci dystrybucyjnej SN/NN** – zapewniające obsługę przyłączenia i dystrybucji energii z kolejnych źródeł CHP i OZE, i to zarówno tych większych, jak i – albo przede wszystkim – dziesiątek tysięcy mikroinstalacji prosumenckich w ramach trendu „energetyka pod strzechy”,
- **systemy kompleksowej obsługi zarządzania** – oparte na platformach IoT dla klastrów, spółdzielni energetycznych, z rozwiązaniami serwowanymi na urządzeniach mobilnych dla pojedynczych prosumentów włącznie, nie zapominając o wykorzystaniu inteligentnych liczników w ramach SM (*Smart Metering*) i SG (*Smart Grid*).

Nowe wyzwania IT w czasach integracji zarówno koncernów energetycznych w Polsce, jak i rynków energii w ramach UE

Dla firm specjalistycznych z doświadczeniem rynkowym, takich jak Transition Technologies, która tworzyła specjalizowane oprogramowanie dla energetyki zawodowej wcześniej niż powstawały rynki energii i gazu w Polsce, proces ustawicznego dostosowywania aktualnych i tworzenia nowych narzędzi informatycznych do obsługi zmian funkcjonowania tych rynków, wpisany jest w podstawowy obszar strategii działania. Preferujemy proaktywne, wyprzedzające podejście do rozwoju produktów, śledząc trendy i zachowania rynkowe, jak najwcześniej projektując i implementując zmiany dla naszych klientów.

Koncentracja koncernów energetycznych implikuje przede wszystkim konieczność zwiększenia mocy obliczeniowej środowisk informatycznych systemów IT i w sposób naturalny podnosi poziom krytyczności, niezawodności i parametry SLA, wspierając w jednej strukturze obsługę procesów biznesowych, zintegrowanych w ramach wcześniej rozłącznych działających na rynku przedsiębiorstw.

Multienergetyczne przedsiębiorstwa potrzebują do działania rozwiązań klasy CTRM (*Commodity Trading Risk Management*), które realizują kompleksową obsługę procesów rynkowych dla wszystkich towarów, EE, ropa, gaz, w tym LNG, CO₂, prawa majątkowe itd., łącznie wykorzystując synergię i efekt skali.

W ramach poszczególnych obszarów funkcjonalnych systemu CTRM należy wyróżnić nowe, niezbędne narzędzia programowe:

- **system obsługi Rynku Mocy** – wspierający uczestnictwo koncernów w realizacji obowiązków mocowych jednostek wytwórczych od 01.01.2021 roku zarówno na Rynku Pierwotnym, jak i Wtórny,
- **system obsługi nowego modelu Rynku Bilansującego EE** – wiele modyfikacji i zmian standardów funkcjonowania modułów komunikacyjnych z OSP SOWE i WIRE, wprowadzenie nowej granulacji 15-minutowej danych rynkowych,
- **system realizacji obowiązków raportowych UE** – obsługa obligatoryjnego i coraz bardziej kontrolowanego w strukturach Unii Europejskiej obowiązku raportowania w ramach dyrektyw REMIT, MIFID II, EMIR,
- **system nadzoru transakcji giełdowych** – gwarantujący spełnienie wymogów przedsiębiorstw o statusie PPAET (*Person Professionally Arranging or Executing Transactions*), zwłaszcza w kontekście handlu instrumentami finansowymi (np. na TGE OTF),

- **system obsługi wspólnego handlu EE na rynkach europejskich** – w tym Rynku Dnia Bieżącego Energii Elektrycznej SIDC w modelu XBID i narzędziami automatycznego algotradingu, z uwzględnieniem optymalizacji całego wolumenu handlu transgranicznego.

Nowe wyzwania IT w kontekście jednego z kierunków PEP 2040 – dywersyfikacja dostaw gazu i rozwoju magazynowania gazu ziemnego

W ramach tych działań i przyjętej strategii zwiększania dostaw LNG koncerny energetyczne powinny – w celu poprawy konkurencyjności rynkowej – doposażyć swoje rozwiązania informatyczne o:

- **system obsługi handlu LNG** – zarówno na światowych rynkach hurtowych, z uwzględnieniem możliwych harmonogramów zawnieć statków na poszczególnych terminalach, jak i na rynku europejskim czy lokalnym, krajowym, z uwzględnieniem *small scale* LNG,
- **system do zarządzania logistyką dostaw *small scale* LNG** – automatyzacja i optymalizacja procesów związanych z odbiorem i dystrybucją LNG z lokalizacji dostępnych terminali za pomocą cystern i taboru kolejowego, optymalizacja harmonogramów dostaw z uwzględnieniem dostępności LNG w źródłach, kosztów transportu itd.,
- **system zarządzania i optymalizacji pracy terminalu LNG** – kompleksowego narzędzia do optymalizacji pracy i świadczonych usług przez terminal LNG, maksymalizujący stopień wykorzystania potencjału technicznego instalacji w pełnej koordynacji z potrzebami klientów,
- **system optymalizacji podziemnych magazynów gazu** – narzędzia IT realizujące cel minimalizacji kosztów operacyjnych pracy magazynu poprzez optymalne wykorzystanie potencjału jego infrastruktury technicznej. Kolejnym rozwinięciem systemu w poszczególnych magazynach powinien być centralny system optymalizacji nadrzędnej pracy poszczególnych grup instalacji magazynowych (GIM) w ramach tzw. wirtualnego magazynu, w którym zgrupowane mogłyby być magazyny spoza terenów Polski w ramach handlowego i fizycznego wykorzystywania ich pojemności magazynowych.

Mając na uwadze skalę zmian i dostosowań do wymogów transformacji energetycznej i nakreślone w PEP 2040 terminy ich realizacji, wszystkie opisane powyżej rozwiązania informatyczne należy traktować w kategorii *must have* dla wszystkich dużych graczy na rynku energii i gazu w Polsce. Przedstawione systemy IT są niezbędne do sprawnego funkcjonowania i skutecznego konkurowania na rynkach europejskich i światowych, z jednoczesnym zachowaniem trzech elementów celu PEP 2040, czyli: bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności i poprawy efektywności energetycznej gospodarki oraz ograniczenia wpływu na środowisko.

Arkadiusz Piłat, dyrektor ds. strategicznych projektów gazowych, Transition Technologies S.A.

Prace badawcze INiG-PIB w zakresie dodawania wodoru do gazu ziemnego

Jacek Jaworski, Ewa Kukulska-Zajac

W ostatnim czasie na temat właściwości wodoru oraz jego potencjalnego zastosowania powiedziano i napisano wiele. Dlaczego świat stawia na ten gaz jako paliwo przyszłości? Niewątpliwie właśnie ze względu na wiele potencjalnych zastosowań. Wodór może być doskonałym nośnikiem energii i umożliwiać magazynowanie energii z OZE, a także służyć jako czyste paliwo na przykład dla transportu, ponieważ w wyniku jego spalania praktycznie nie następuje emisja zanieczyszczeń.

Rozwój szerokiego wykorzystania wodoru jest możliwy ze względu na nieograniczone zasoby tego paliwa oraz możliwość pozyskiwania z różnych źródeł i na wiele sposobów. Jednak barierą w powszechnym wykorzystaniu wodoru stanowią obecnie dość wysokie koszty jego produkcji oraz trudności związane z magazynowaniem, transportem i użytkowaniem tego paliwa.

Wodór znajduje się w centrum polityki energetycznej Polski. Ministerstwo Klimatu opracowuje polską strategię wodorową, której celem jest budowa gospodarki wodorowej w Polsce. Opracowywana strategia została oparta na czterech głównych celach: stworzeniu łańcucha wartości dla niskoemisyjnych technologii wodorowych, wzmocnieniu roli wodoru w budowaniu polskiego bezpieczeństwa energetycznego, wdrożeniu wykorzystania wodoru w transporcie oraz przygotowaniu nowych regulacji dla rynku wodoru. Zgodnie z szacunkami Ministerstwa Klimatu, rozwój sektora wodorowego w najbliższej dekadzie powinien w znaczący sposób przyczynić się do ograniczenia przez Polskę emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń do powietrza, zwłaszcza z sektora transportowego, oraz importu surowców z zagranicy, a w konsekwencji zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne Polski. Polska strategia wodorowa w najbliższym czasie powinna zostać skierowana do konsultacji publicznych, a do końca bieżącego roku jej ostateczna wersja powinna zostać przekazana do rozpatrzenia przez Radę Ministrów.

Nadal prowadzone są także badania w obszarze technologii wodorowych, w tym badania pod kątem odporności elementów systemu gazowniczego na dodatek wodoru do gazu ziemnego. Badania w tym zakresie kontynuuje Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ponieważ wciąż nie ma odpowiedzi na podstawowe pytanie: jaki dodatek wodoru do gazu ziemnego jest bezpieczny dla poszczególnych elementów systemu gazowniczego i odbiorców końcowych? Badania prowadzone przez INiG dotyczą przede wszystkim systemu dystrybucji gazu ziemnego oraz odbiorców końcowych tego paliwa. Opisane w niniejszym artykule wyniki badań dotyczą wpływu dodatku wodoru do gazu

ziemnego na reduktory średniego ciśnienia gazu, gazomierze miechowe i termiczne, szczelność połączeń elementów sieci i instalacji gazowych oraz urządzenia do kontroli poziomu nawonienia gazu i stanowią kontynuację prac prowadzonych przez INiG-PIB w tym zakresie od 2015 roku. Wyniki zostały opisane między innymi w 2019 roku w wydaniu nr 4 (64) „Przeglądu Gazowniczego”.

W zakresie bezpieczeństwa eksploatacji reduktorów średniego ciśnienia w INiG-PIB kontynuowano badania trwałościowe reduktorów, zarówno nowych, jak i z eksploatacji, z zastosowaniem mieszaniny gazu ziemnego z 15-procentowym dodatkiem wodoru. Po badaniach trwałościowych przeprowadzono kolejne – dotyczące szczelności zewnętrznej i wewnętrznej, sprawdzenia ciśnień wyjściowych oraz poprawności działania urządzeń zabezpieczających. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że dodatek 15% wodoru do gazu ziemnego nie ma negatywnego wpływu na bezpieczną pracę reduktorów średniego ciśnienia.

Kontynuowano także badania trwałości (10 000 godzin pracy) gazomierzy miechowych, nowych oraz z eksploatacji, dla mieszanin gazu ziemnego z 10- i 15-procentowym dodatkiem wodoru w zakresie bezpieczeństwa eksploatacji i dokładności wskazań. Pozwoliły one określić, czy dodatek wodoru wpływa istotnie na błędy tego typu gazomierzy przy długotrwałym oddziaływaniu wodoru na układ pomiarowy gazomierza. Sprawdzone także bezpieczeństwo użytkowania poprzez ocenę szczelności zewnętrznej gazomierzy. Badaniom poddano najczęściej instalowane na polskim rynku typy gazomierzy oraz najliczniej występujące gazomierze znajdujące się w eksploatacji od około dziesięciu lat. W pracach tych wykorzystano także jeden typ gazomierzy termicznych, produkowanych obecnie w Unii Europejskiej. Na podstawie uzyskanych wyników nie stwierdzono istotnego wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na długotrwałą pracę gazomierzy miechowych. Nie zaobserwowano również problemów bezpieczeństwa związanych z utratą szczelności zewnętrznej zarówno dla gazomierzy nowych, jak również po 10-letniej eksploatacji.

Badaniom poddano także gazomierze termiczne. W tym przypadku sprawdzono wpływ 2-, 4-, 5-, 10- i 15-procentowego dodatku wodoru do gazu ziemnego na dokładność pomiarową wybranych gazomierzy termicznych. W trakcie badań sprawdzono również zasadność kalibracji gazomierzy termicznych przeznaczonych do pomiaru gazu ziemnego za pomocą powietrza. W przypadku mieszanin gazu ziemnego z 2-, 4- oraz 5-procentowym dodatkiem wodoru prawie wszystkie wyniki spełniały wymagania dotyczące błędów granicznych dopuszczalnych (MPE). Stwierdzono sporadyczne przekroczenia wartości MPE, niemniej jednak przekroczenia te były niewielkie. Dla mieszanin gazowych zawierających wodór w ilości 10 i 15%, tj. w ilości powyżej wartości zalecanej przez producenta gazomierzy, błędy wskazań wszystkich gazomierzy istotnie przekroczyły wartości MPE.

W 2019 roku w INiG-PIB wykonano również badania wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń w sieciach i instalacjach gazowych i związane z nim bezpieczeństwo. Wykonano je na podstawie opracowanej na ich potrzeby metodyki badań połączeń mechanicznych elementów stosowanych do budowy instalacji oraz sieci gazowych. Badania przeprowadzono dla wytypowanych wyrobów, w których połączenia wykonane zostały różnymi metodami i z zastosowaniem różnych materiałów uszczelniających. W przypadku rur stalowych, stosowanych w instalacjach gazowych w budynkach, łączonych za pomocą połączeń gwintowych ze szczelnością uzyskiwaną na gwincie, próbki do badań przygotowane zostały z zastosowaniem pakulinianych z pastą uszczelniającą, taśm i nici teflonowych oraz klejów anaerobowych. Próbki wykonane z rur miedzianych łączone były złączkami zaprasowywanymi. Inne elementy instalacji, takie jak elastyczne przewody rozciągliwe i nierozciągliwe oraz szybkołączące gazowe z metalowym przewodem elastycznym łączono między innymi za pomocą połączeń gwintowych ze szczelnością uzyskiwaną poza gwintem. Materiałem uszczelniającym były tu uszczelki gumowe NBR oraz z klingerytu. Elementy sieci gazowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym 0,5 MPa łączono za pomocą połączeń gwintowych z pakułami i pastą uszczelniającą, śrubunków oraz kołnierzy stalowych i polietylenowych (uszczelnienie uszczelką płaską z NBR i klingerytu). Przygotowane próbki poddano badaniom szczelności z zastosowaniem metanu, a następnie mieszaniny metanu z dodatkiem 15% wodoru. Badania wykonano również na próbkach z symulowanymi nieszczelnościami. Na podstawie przeprowadzonych badań i analizy ich wyników stwierdzono, że dodanie 15% wodoru do metanu nie spowodowało nieszczelności łączonych elementów. Jednocześnie stwierdzono, że w przypadku występowania nieszczelności w elementach instalacji czy sieci gazowej mieszanina metanu z wodorem będzie szybciej wypływała z nieszczelności niż gaz ziemny i w zamkniętych pomieszczeniach może powodować osiągnięcie w krótszym czasie dolnej granicy wybuchowości.

Oceniono także wpływ dodatku wodoru do gazu ziemnego na urządzenia powszechnie stosowane w kontroli poziomu stężenia tetrahydrotiofenu (THT) w gazie, a tym samym poziomu nawonienia gazu. W tym zakresie przeprowadzono badania z użyciem mieszanin metanu z wodorem (99,9–85% metanu + 0,1–15% wodoru) oraz gazu ziemnego z 1-, 2- oraz 15-procentowym dodatkiem wodoru. Sprawdzeniu poddano: wrażliwość wytypowanych urządzeń pomiarowych na dodatek wodoru, zależność odpowiedzi zastosowanych w nich detektorów selektywnych dla

związków siarki od zawartości wodoru w gazie (ze szczególnym uwzględnieniem detektorów elektrochemicznych), stabilność pracy urządzeń oraz jakość uzyskiwanych z ich użyciem wyników pomiarów. Dodatkowo sprawdzono także stabilność składu użytych w badaniach mieszanin gazowych metanu z wodorem oraz gazu ziemnego z wodorem, które nawoniono (THT). Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że ze względu na wysoką stabilność nawonionych THT mieszanin gazu ziemnego z wodorem nie zachodzi konieczność zmiany środka nawoniającego dla zawartości wodoru na poziomie do 15%.

Zatłaczanie wodoru do sieci gazu ziemnego może nastąpić tylko w przypadku zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci gazowych i odbiorców gazu. Drugim istotnym warunkiem umożliwiającym wprowadzanie wodoru do sieci gazowych jest opracowanie odpowiednich uregulowań prawnych w tym zakresie. W związku z tym prowadzone od lat w INiG-PIB prace badawcze dotyczące określenia ilości wodoru, która może być wprowadzona do gazu ziemnego z zachowaniem bezpieczeństwa wszystkich elementów systemu gazowniczego i odbiorców końcowych, są bardzo istotne i wypełniają wciąż istniejące braki wiedzy w tym zakresie. Wyniki tych prac wzbudzają również duże zainteresowanie wśród przedsiębiorstw gazowniczych oraz producentów wyrobów stosowanych do budowy sieci gazowych.

Badania w kierunku zatłaczania wodoru do sieci gazu ziemnego to niejedyny obszar działalności INiG-PIB dotyczący zwiększenia możliwości wykorzystania wodoru. W pierwszej połowie 2020 roku INiG opracował – na zlecenie Ministerstwa Klimatu – wytyczne do prowadzenia kontroli jakości gazowego wodoru stosowanego do napędu pojazdów samochodowych. W ramach tej pracy określono wymagania jakościowe, jakie powinien spełniać gazowy wodór wykorzystywany do zasilania polimerowych ogniw paliwowych (PEM) w pojazdach samochodowych, oraz wskazano rekomendowane techniki analityczne i metodyki badawcze, które mogą być stosowane podczas oceny jakości tego paliwa. Scharakteryzowano także rekomendowane rozwiązania, które mogą być wykorzystane podczas pobierania próbek gazowego wodoru na stacjach tankowania. Wprowadzenie kontroli jakości wodoru stosowanego jako paliwo do napędu pojazdów samochodowych może wymagać utworzenia w Polsce akredytowanych w tym zakresie laboratoriów badawczych, spełniających wymagania zawarte w ustawie o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

Dr Jacek Jaworski, dr Ewa Kukulska-Zajac, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Artykuł powstał na podstawie informacji z prac statutowych zrealizowanych w INiG-PIB w 2019 roku:

Dudek A., *Wpływ zmiany składu gazu na dokładność gazomierzy termicznych.*

Huszał A., *Badania wpływu wodoru na pracę analizatorów ANAT-M.*

Król A., *Opracowanie wytycznych do kontroli jakości wodoru oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG) stosowanych do napędu pojazdów samochodowych.*

Kułaga P., *Wpływ dodatku wodoru do gazu ziemnego na bezpieczeństwo eksploatacji i dokładność wskazań gazomierzy miechowych.*

Osika D., *Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na pracę reduktorów średniego ciśnienia.*

Szewczyk P., *Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń elementów sieci i instalacji gazowych.*

Procesy elektrochemiczne jako *game changer* gospodarki wodorowej

Jakub Kupecki, Michał Wierzbicki

Wytwarzanie wodoru jest pierwszym obszarem zastosowania procesów elektrochemicznych.

Mimo wyraźnych sygnałów zza Atlantyki dotyczących chęci wycofania się USA z porozumienia paryskiego, w marcu tego roku Rada ds. Środowiska (ENVI) przedłożyła do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) zatwierdzony dokument przedstawiający długoterminową strategię klimatyczną UE, potwierdzając jednocześnie gotowość realizacji wcześniejszych zobowiązań paryskich. W tym kontekście niskoemisyjna energia elektryczna pochodząca ze źródeł odnawialnych sukcesywnie staje się preferowanym źródłem energii. Jednakże nawet w przypadku zdecydowanego wzrostu udziału OZE niektóre sektory, takie jak transport czy przemysł ciężki, mogą mieć problemy z dekarbonizacją. Z pomocą może przyjść wodór jako brakujący element układanki, ułatwiający uwolnienie potencjału OZE. Wodór wytwarzany z wykorzystaniem OZE może zastąpić wykorzystanie gazu obecnie wytwarzanego z paliw kopalnych w wielu gałęziach gospodarki, nie wspominając o energetyce i sektorze transportowym.

Elektrolizery zasilane energią elektryczną wytwarzają jednocześnie wodór i tlen. Ze względu na to, iż przechowywanie wodoru w dużych ilościach można zrealizować znacznie prościej niż magazynowanie energii elektrycznej, np. dzięki możliwości załączania wodoru do sieci gazowej lub jego magazynowanie w postaci paliw syntetycznych: substytutu gazu ziemnego (SNG) w procesie metanizacji (układy *Power to Gas*, P2G), paliw cie-

łych w procesie Fischera-Tropscha (*Power to Liquid*, P2L) oraz amoniaku w procesie Habera-Boscha (*Power to Ammonia*, P2A), elektrolizery stają się elementem łączącym system elektroenergetyczny z systemem gazowniczym w myśl koncepcji integracji sektorów (*sector coupling*). Wytwarzanie wodoru, a następnie jego transportowanie i magazynowanie w istniejącej infrastrukturze gazowej stanowi nowy,

Procesy elektrochemiczne w obszarze wytwarzania wodoru

Obecna europejska polityka energetyczna jednoznacznie wskazuje, iż wodór jest kluczowym elementem tzw. Zielonego Ładu. Jednakże duże znaczenie ma źródło pochodzenia gazu. Aby faktycznie móc uznać wodór za paliwo bez znaczącego śladu węglowego, powinien być on wytwarzany bez wykorzystania paliw kopalnych.

W podstawowej klasyfikacji wyróżnić można trzy rodzaje elektrolizerów: alkaliczne, PEM oraz stałotlenkowe. Elektrolizery alkaliczne są wykorzystywane w technologii najbardziej dojrzałej, od wielu lat z powodzeniem stosowanej w przemyśle chemicznym. Rosnące zainteresowanie zielonym wodorem sprawiło, że technologia ta jest brana pod uwagę także w zastosowaniach związanych z energetyką, przede wszystkim ze względu na dojrzałość

Zestawienie wad i zalet trzech rodzajów elektrolizerów^{4, 5, 6, 7}

Technologia	Wady	Zalety
Elektrolizery alkaliczne	<ul style="list-style-type: none"> niska czystość gazu niska gęstość mocy niskie ciśnienie wodoru na wyjściu ograniczona modulacja i dynamika pracy 	<ul style="list-style-type: none"> najstarszy i najbardziej rozpowszechniony rodzaj elektrolizy technologia dostępna komercyjnie budowane są instalacje klasy 100 MW
Elektrolizery PEM	<ul style="list-style-type: none"> dwukrotnie niższa żywotność w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi wyższy CAPEX w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi wykorzystanie metali szlachetnych jako katalizatora 	<ul style="list-style-type: none"> wyższa gęstość prądu w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi większy zakres modulacji zdolność do pracy w warunkach dynamicznej zmiany obciążenia dostępne instalacje klasy 10 MW
Elektrolizery SOE	<ul style="list-style-type: none"> wczesny etap komercjalizacji wysokie koszty CAPEX w porównaniu z elektrolizerami alkalicznymi i PEM obecnie niska żywotność wysoka temperatura pracy, wymagająca dedykowanych materiałów konstrukcyjnych elektrolizerów 	<ul style="list-style-type: none"> możliwość integracji z procesami przemysłowymi, w tym obiegami parowymi bloków energetycznych możliwość prowadzenia jednoczesnej elektrolizy pary wodnej i dwutlenku węgla (koelektroliza) wysoka czystość gazu niska wrażliwość na zanieczyszczenia w wodzie/parze bardzo wysokie gęstości prądu/mocy brak metali szlachetnych pełniących rolę katalizatora brak ciekłego elektrolitu

technologiczną i adekwatną skalę produkcji gazu. Kolejną technologią elektrolizerów, która budzi zainteresowanie i jest obecnie w fazie wielkoskalowej demonstracji są elektrolizery polimerowe wykorzystujące membranę przewodzącą protony (PEM). Znaczący rozwój tej technologii w ostatnich latach, prowadzący do redukcji kosztów, sprawił, że jest ona dostępna na globalnym rynku jako produkt komercyjny. Trzecim rodzajem urządzeń elektrochemicznych do wytwarzania wodoru są elektrolizery stałotlenkowe SOE (*solid oxide electrolysis*), określane czasem jako elektrolizery ceramiczne. Znajdują się one na relatywnie wczesnym etapie rozwoju, jednak ich działanie jest już demonstrowane w układach mocy 10–150 kW, w tym również w Polsce w ramach projektów HYDROGIN i TENNESSEE, współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju^{1,2}.

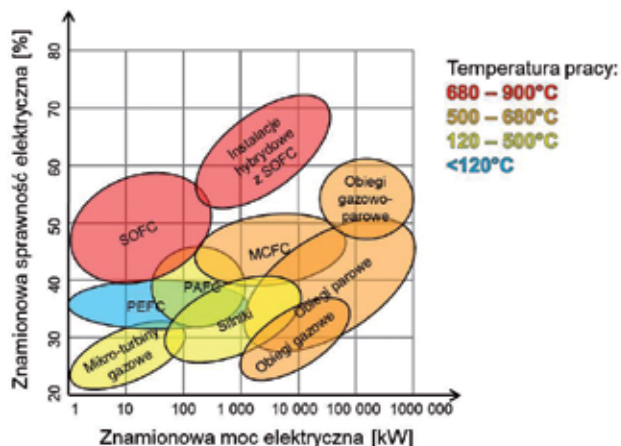
Elektrolizery SOE wciąż wymagają udoskonaleń w zakresie konstrukcji stosów, materiałów elektrodowych i elektrolitowych oraz sposobu wytwarzania warstw funkcjonalnych. Działania te są prowadzone przez międzynarodowe konsorcja, w których uczestniczą również polskie zespoły badawcze. Kluczowym przedsięwzięciem w tym zakresie jest europejski projekt NewSOC, realizowany przez konsorcjum szesnastu wiodących europejskich instytucji rozwijających elektrolizery stałotlenkowe³.

Parametrem stosowanym do kwantyfikacji efektywności działania elektrolizerów jest nakład energetyczny na jednostkę wytworzonego wodoru, typowo wyrażonym w kWh/kg H₂. W przypadku elektrolizerów alkalicznych i PEM wartość liczbową tego parametru wynosi od 50 do 68, podczas gdy dla elektrolizerów SOE jest to 40–45 kWh/kg H₂. Niższe wartości są możliwe do uzyskania w przypadku bezpośredniego zasilania elektrolizera SOE parą procesową lub – korzystnie – parą odpadową. Porównanie podstawowych wad i zalet elektrolizerów przedstawia zamieszczona tabela. Należy podkreślić, iż wodór jest gazem już od lat z powodzeniem wykorzystywanym w przemyśle. Polska jest jednym z największych w Europie i piątym w skali świata producentem wodoru.

Procesy elektrochemiczne w obszarze wykorzystania wodoru

Pomimo istotnej pozycji Polski w światowej produkcji wodoru, obecnie nie jest on stosowany w gazownictwie, energetyce i transporcie. W prawie 90% wykorzystywany jest w procesach rafineryjnych i chemicznych. W pozostałych 10% – w przemyśle metalurgicznym i pozostałych sektorach⁸. Przeważnie gaz wytwarzany jest w miejscu jego wykorzystania, przez co systemy jego transportu, dystrybucji i magazynowania nie miały jeszcze możliwości się rozwinąć. W tym kontekście wodór stwarza nowe możliwości dla gazownictwa zarówno w zakresie transportu, jak i jego wykorzystania przez użytkowników końcowych, obecnie przyłączonych do sieci. Należy zaznaczyć, iż istotny element łańcucha wartości gospodarki wodorowej stanowią technologie dedykowane wysokosprawnemu wytwarzaniu energii elektrycznej z gazu sieciowego, w tym również produkcji prądu i ciepła w skojarzeniu. W tych zastosowaniach na szczególną uwagę zasługują ogniwa paliwowe, w przypadku których możliwe jest wykorzystanie gazu sieciowego w postaci, w jakiej jest on dostępny dzisiaj – gazu domieszkowanego wodorem, a w dalszej perspektywie również czystego wodoru.

Rysunek 1. Porównanie sprawności i zakresu mocy instalacji z ogniwami paliwowymi na tle innych technologii energetycznych⁹.



Spśród istniejących rodzajów ogniw, w zastosowaniach stacjonarnych rozważane są przede wszystkim ogniwa protonowe (PEFC), fosforanowe (PAFC), stałotlenkowe (SOFC) i węglanowe (MCFC). Uzyskiwane sprawności oraz zakresy mocy ogniw paliwowych w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej przedstawione zostały na rysunku 1. Z punktu widzenia sprawności elektrycznej, w odniesieniu do instalacji z ogniwami paliwowymi, największe sprawności uzyskiwane są w układach z ogniwami SOFC. Brak ograniczenia sprawnością obiegu Carnota pozwala na osiągnięcie sprawności powyżej 50% nawet w przypadku instalacji klasy pojedynczych kilowatów.

Rysunek 2. Najnowsza generacja układów ENE-FARM Type S firmy AISIN o mocy 700 W i sprawności elektrycznej 52%.



Źródło: archiwum autorów.

Istnieje typoszereg instalacji służących do wytwarzania energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła w układach z ogniwoami SOFC. Najbardziej znane są japońskie instalacje opracowane w ramach programu ENE-FARM i dalej rozwijane przez największe firmy. Wiodącym przykładem są najmniejsze komercyjnie jednostki Type S o znamionowej mocy elektrycznej 700 W (rysunek 2). Uzupełnieniem tych jednostek na rynku światowym są układy o mocy w zakresie 1–5 kW, w tym instalacje dostarczane przez firmy Kyocera, SolidPower, Sunfire, AVL i innych producentów.

Kolejna klasa układów z ogniwoami paliwowymi zasilanymi gazem to jednostki o mocy w zakresie 50–100 kW. Flagowym rozwiązaniem w tym zakresie mocy są układy Energy Server Platform, dostarczane przez amerykański koncern Bloom Energy. Na bazie tych modułów budowane są systemy zasilania o mocy w zakresie od kilku do kilkunastu megawatów (rysunek 3), dedykowane biurcom, serwerowniom, centrom handlowym, szpitalom oraz znajdujące zastosowanie w infrastrukturze krytycznej, fabrykach i innych obiektach.

Następna klasa instalacji z ogniwoami paliwowymi obejmuje układy o mocy 250 kW, przy czym obecnie komercyjnie oferowanym rozwiązaniem jest układ integrujący ogniwa paliwowe SOFC z turbiną gazową (rysunek 4), następca rozwijanego pod koniec XX wieku układu Siemens-Westinghous o mocy 220 kW.

Rysunek 3. Instalacja o mocy 2,5 MW na bazie 48 układów EnergyServer-54 o mocy 52 kW każdy i sprawności 60%, zainstalowana w siedzibie firmy Bloom Energy w San Jose, CA, USA.



Źródło: archiwum autorów.

Rysunek 4. Największy na świecie układ z ogniwoami SOFC o mocy 250 kW i sprawności elektrycznej 55%, zainstalowany na Uniwersytecie w Kyushu w Japonii.



Źródło: archiwum autorów.

Oferowany jest on przez firmę Solidia SOFC, należąca do koncernu Mitsubishi Hitachi Power Systems. Na bazie tej jednostki budowany jest obecnie moduł klasy 1 MW¹⁰. Instalacje większej mocy budowane są wyłącznie z wykorzystaniem ogniwo MCFC, które osiągnęły dojrzałość technologiczną. Największa pojedyncza instalacja z tymi ogniwoami, zbudowana w Hwasung w Korei Południowej, charakteryzuje się mocą znamionową 59 MW, uzyskaną przez połączenie 21 pojedynczych modułów o mocy 2800 kW.

* * *

Rozwój technologii wodorowych obejmuje zarówno obszar wytwarzania wodoru, jak i jego wykorzystanie. Należy jednocześnie przyjąć, iż rozwojowi systemów wytwarzania wodoru towarzyszyć będą intensywne prace w kierunku budowania niskokosztowych, wysokosprawnych i trwałych układów zasilania z ogniwoami paliwowymi. Dyskutowana obecnie strategia wodorowa Polski w perspektywie 2030 roku z wizją do roku 2040 wyraźnie wskazuje na działania konieczne, aby plany te nie pozostały jedynie w sferze rozważań. Już dzisiaj polskie zespoły budują i eksploatują układy z elektrolizerami i ogniwoami paliwowymi, uczestniczą też w pracach międzynarodowych konsorcjów. Przykładem może być współpraca z europejskimi liderami technologii w ramach rozpoczynającego się europejskiego projektu SO-FREE: *Solid oxide fuel cell combined heat and power: Future-ready Energy*, dotyczącego demonstracji działania układów z ogniwoami paliwowymi SOFC zasilanymi gazem sieciowym domieszkowanym wodorem, w którym Izba Gospodarcza Gazownictwa jest partnerem wspierającym.

W rozwoju elektrolizerów i ogniwo paliwowych sektor gazowniczy może odegrać znaczącą rolę. Procesy elektrochemiczne zrewolucjonizują sposób wytwarzania i wykorzystania wodoru, a jednocześnie diametralnie zmieniają znaczenie systemu gazociągów, wprowadzając nowe zasady gry. Staną się one swoistym *game changer'em* dla gazownictwa, przed którym już dzisiaj stają nowe wyzwania i nowe możliwości.

Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, kierownik Centrum Technologii Wodorowych (CTH,) i Zakładu Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP) Instytutu Energetyki oraz Visiting Professor w National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine w USA, mgr inż. Michał Wierzbicki, asystent naukowo-badawczy w Zakładzie Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP) Instytutu Energetyki. Obecnie realizuje pracę doktorską z obszaru technologii *Power to X* w ramach programu „Doktorat wdrożeniowy MNiSW”.

¹ Komunikat prasowy ENERGA <https://media.energa.pl/pr/492919/energa-zrealizuje-innowacyjny-projekt-wodorowy>, dostęp 04.09.2020 r.

² Raport roczny TAURON <https://raport.tauron.pl/nasza-strategia/innowacje/innowacje-w-2019/>, dostęp 04.09.2020 r.

³ Strona projektu NewSOC <https://www.newsoc.eu/>, dostęp 04.09.2020 r.

⁴ A. Marshall et al., *Energy* 32 (2007) 431–436.

⁵ J. Kotowicz et al., *J Power Technol* 96 (2016) 149–156.

⁶ P. Pasierb, M. Rekas, *Int J Electrochem* 2011 (2011) 1–10.

⁷ S.D. Ebbesen et al., *Chem Rev* 114 (2014) 10697–734.

⁸ HINICIO (2016), *Power to Gas: Proposal for an economic model for decarbonized hydrogen*.

⁹ Kupecki J., *Wybrane zagadnienia modelowania matematycznego stosów stałotlenkowych ogniwo paliwowych podczas pracy w stanach nieustalonych*, Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji – PIB, 2018.

¹⁰ Gandiglio M., Lanzini A., Santarelli M., *Large Stationary Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Power Plants* in Kupecki J. (ed.) *Modeling, Design, Construction, and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells* (2018), Springer, Londyn.



Tadeusz ZAWILIŃSKI

– wspomnienie

Tadeusz Zawiliński ukończył studia na Wydziale Górniczym AGH w Krakowie w 1960 roku, uzyskując tytuł mgr. inż. górnika w specjalności kopalnictwo naftowe i gazownictwo. Bezpośrednio po ukończeniu studiów podjął pracę zawodową w Dziale Wykonawstwa Inwestycyjnego w ówczesnych Zakładach Gazu Ziarnego w Tarnowie. W tym czasie realizowane były, największe od czasu COP-u, inwestycje gazownicze w Polsce związane z zagospodarowaniem gazu z nowo odkrytych złóż w rejonie Lubaczowa i Przemysła oraz ze zwiększeniem importu gazu z ówczesnego ZSRR. Jako młody inżynier nadzorował między innymi budowę magistrali południowej z Hermanowic na Śląsk i magistrali północnej Jarosław–Rozwadów–Puławy.

Pod koniec 1965 roku przeszedł do pracy w służbach eksploatacyjnych, pełniąc kolejno funkcje asystenta ruchu, kierownika sekcji, a od 1967 roku kierownika Działu Sieci i Instalacji. Na tym stanowisku pozostawał do 1975 roku. 16 grudnia 1975 roku, decyzją Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego w Warszawie, został powołany na stanowisko zastępcy dyrektora ds. eksploatacji w Tarnowskich Okręgowych Zakładach Gazownictwa, na którym pozostawał do końca 1999 roku, tj. do chwili zmiany struktury organizacyjnej gazownictwa w Polsce. Po tej zmianie – w latach 2000–2002 – pełnił funkcję zastępcy dyrektora ds. technicznych w Regionalnym Oddzia-

le Przesyłu w Tarnowie. 1 stycznia 2003 roku przeszedł na emeryturę jako Dyrektor Górniczy I stopnia.

Pełniąc funkcje kierownicze, tworzył zespoły, w których panowała koleżeńska atmosfera wzajemnego szacunku, zrozumienia i zaufania. Powszechnie znana była Jego serdeczność, spokój i opanowanie. Jego pasją to kolekcjonowanie kufli barbórkowych oraz fotografia, o czym wiedziała cała bractwo gazownicza. Tym bardziej że wiele tych zdjęć stawało się własnością osób fotografowanych.

Umiejętność budowania ciepłych, często przyjacielskich relacji z ludźmi znana była nie tylko w branży. Z racji zajmowanego stanowiska zastępcy dyrektora ds. eksploatacji oraz odbioru całego importowanego wówczas z ZSRR gazu, uczestniczył w cyklicznych spotkaniach mających na celu uzgadnianie kwartalnych planów dostaw i ich realizacji oraz warunków cenowych, ciesząc się wielkim szacunkiem i uznaniem ze strony partnerów tych negocjacji. Ceniony był również przez specjalistów z USA, gdzie kilkakrotnie dokonywał odbioru części i wyposażenia tłoczni.

Był członkiem Rady Techniczno-Ekonomicznej EuRoPol GAZ s.a. podczas budowy gazociągu tranzytowego w latach 1996–1998, a w latach 1998–2001 członkiem Rady Nadzorczej ZUG Gazomet Rawicz sp. z o.o.

W uznaniu zasług oprócz licznych odznaczeń i wyróżnień regionalnych, branżowych i stowarzyszeniowych odznaczony został Brązowym i Złotym Krzyżem Zasługi oraz Krzyżem Oficerskim i Krzyżem Kawalerskim Orderu Odrodzenia Polski.

Zmarł 13 sierpnia 2020 roku.

Przyjaciele z branży gazowniczej

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

W III kwartale 2020 roku działalność standaryzacyjna IGG prowadzona była głównie w trybie zdalnym, spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione w poprzednich latach dokumenty standaryzacyjne odbywały się w trybie online.

W takim trybie odbyło się również kolejne, XLVIII posiedzenie plenarne KST. Podczas spotkania uzgodniono m.in. rozpoczęcie prac standaryzacyjnych w odniesieniu do dwóch nowych tematów:

- 1) metod określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej,
- 2) metod badań stanu technicznego gazociągów nietłokowalnych oraz konieczność doprecyzowania przez firmy zgłaszające zagadnień dotyczących linii światłowodowych oraz opracowania wytycznych dla zapewnienia bezpieczeństwa informacji.

W wielu zespołach trwają prace nad opracowaniem następujących standardów:

ZR 2A (kierownik Wojciech Laszuk, PSG) – standardu dotyczącego układów rozliczeniowych,

ZR 2B (kierownik Bartosz Pisarek, GAZ–SYSTEM), zespół pracuje nad standardem dla przeliczników i rejestratorów,

ZR 2C (kierownik Grzegorz Rośłonek) – standardu dotyczącego przetworników temperatury rosy wody w gazach ziemnych,

ZR 9 (kierownik Małgorzata Grzewka, GAZ–SYSTEM), nowelizujący standard ST-IGG-0901 dla obliczeń wytrzymałościowych gazociągów i instalacji gazowych,

ZR 33 (kierownik Jacek Janicki, ZRB JANICKI), zespół przygotowuje standard dotyczący sterowanych przewiertów horyzontalnych,

ZR 37 (kierownik – od 4 sierpnia Adam Bogucki, PGNiG, a poprzednio Marek Elert, GAZ–SYSTEM), zespół pracuje nad standardem IGG dla stacji regazyfikacji LNG. Wyniki dotychczasowych prac zespołu zostały przedstawione podczas warsztatów zorganizowanych 7 i 8 września w Ełku przez KST IGG, dotyczących zagadnień tzw. małego LNG,

ZR 40 (kierownik Monika Lemke, PSG), zespół pracuje nad standardem dotyczącym balastowania gazociągów.

W sierpniu odbyła się II Konferencja Uzgodnieniowa dla **ST-IGG-2801 Określenie ciśnienia roboczego dla gazociągów stalowych (powyżej 0,5 MPa) na podstawie defektów oraz dobór metod ich naprawy**, po uzyskaniu pozytywnej opinii niezależnego eksperta standard został skierowany do zatwierdzenia przez KST.

Zarząd IGG ustanowił znowelizowany **ST-IGG-0504 Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi**. Zgodnie z procedurą standard był opiniowany przez niezależnego eksperta (opinia była pozytywna) i zatwierdzony przez KST.

Nie zawsze opracowanie standardu przebiega w sposób zgodny z planem, co wynika m.in. z konieczności uwzględnienia różnych oczekiwań firm członkowskich IGG. Przykładem jest nowelizacja (już druga) **ST-IGG-0601 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia**. Projekt standardu został skierowany ponownie do ankiety do firm członkowskich, kierownikiem ZR 6 jest Marek Fiedorowicz (GAZ–SYSTEM).

Sekretariat KST

Usługi i produkty w ofercie firmy Gascontrol Polska sp. z o.o.

Zakres działalności

Gascontrol Polska sp. z o.o. to polska firma, która już od wielu lat jest aktywnym uczestnikiem na rynku gazowniczym. Oferta firmy obejmuje takie usługi i produkty jak budowa gazociągów wysokich ciśnień i średnic z zastosowaniem spawania zautomatyzowanego, budowa stacji gazowych redukcyjno-pomiarowych oraz tłoczni gazu ziemnego i układów kogeneracyjnych opartych na układach turbin gazowych, budowa stacji LNG oraz CNG, dostawy gazu skroplonego LNG oraz gazu sprężonego CNG w sytuacjach awaryjnych lub w zakresie planowanych prac remontowych, hermetyczne wstrzymanie przepływu gazu oraz ochrona antykorozyjna gazociągów stalowych. Gascontrol Polska to firma, która poprzez swoje doświadczenie branżowe zapewnia jakość odpowiadającą wymogom rynku i standardom międzynarodowym. Zatrudniamy uprawnioną i wykwalifikowaną kadrę inżynieryjno-techniczną, dysponujemy też nowoczesnym sprzętem, co pozwala na szybkie i profesjonalne realizowanie powierzonych nam zadań.

Nowy oddział w Poznaniu

Od 15 lat realizujemy usługi na czynnych gazociągach średniego, podwyższonego średniego oraz wysokiego ciśnienia w zakresie średnic od DN 50 do DN 1200 metodą bezpostojową w technologii hermetycznej T.D. Williamson, gwarantującej nieprzerwaną dostawę gazu do klientów końcowych. W ostatnim czasie nasza firma nabyła dodatkowo maszyny i urządzenia niezbędne do zapewnienia zaplecza i realizacji prac hermetycznych. W związku z ciągle powiększającym się parkiem maszynowym 1 lipca 2020 roku firma otworzyła nowy oddział w Poznaniu, któ-

Rysunek 1. Turbina gazowa Titan130 firmy Solar Turbines. Gascontrol Polska jest przedstawicielem firmy Solar Turbines na polski rynek



rego głównym zadaniem jest realizacja prac technologicznych, zapewnienie zaplecza dla prac hermetycznych, realizacja zadań związanych z budową stacji gazowych, zadań strategicznych oraz związanych z obsługą inżynieryjną inwestycji. Gascontrol Polska Oddział Poznań to nasze nowe centrum inżynieryjno-technologiczne, wyposażone między innymi w zakupione urządzenia TD. Williamson. Dodatkowym istotnym zakresem działalności oddziału będzie udział w pracach serwisowych urządzeń firmy Solar Turbines, której jesteśmy przedstawicielem na rynek Polski.

Budowa tłoczni gazu to nasza specjalność

Od dłuższego czasu Gascontrol Polska podejmuje się realizacji zadań związanych z wybudowaniem tłoczni służących do transportu gazu ziemnego. Nasze doświadczenie jest już tak duże, że praca nad przygotowaniem pełnej oferty, opartej na racjonalnej, faktycznej wycenie prac, trwa bardzo krótko, a realizacja zadania wykonywana jest zgodnie z harmonogramem dostaw materiałów od inwestora. Posiadamy dokumenty pozwalające na realizację tego typu zadań (ISO, szeroki zakres WPQR-ów itd.) oraz odpowiedni sprzęt. Dysponujemy dwiema niezależnymi ekipami realizującymi budowę tłoczni pod kątem inżynierskim i wykonawczym. W razie potrzeby budowę tłoczni mogą wspomóc kolejne dwie grupy liniowo-układkowe gazociągów DN 1000, dział Stacji Redukcyjno-Pomiarowych oraz nasza zaprzyjaźniona firma z czeskiego Zaolzia – Gascontrol s r.o.

Swoje doświadczenie zdobywaliśmy m.in. na budowach nowych turbozespołów na tłoczniach gazu Kourim, Breclav i Kralice w Republice Czeskiej. Projekty te były realizowane przez Gascontrol w 2019 roku. Każdy zespół składał się ze sprężarki gazu napędzanej turbiną gazową o mocy mechanicznej odpowiednio ca. 12 MW i ca. 15 MW. W ramach budowy ww. zespołów zainstalowano również wszystkie pomocnicze urządzenia technologiczne niezbędne do prawidłowej pracy tłoczni, m.in. ciągi powietrza do spalania, układy odprowadzania spalin, ciągi wentylacyjne, zespół chłodnic oleju, rurociągi gazu procesowego oraz paliwowego, instalacje sprężonego powietrza, instalacje gaśnicze oraz pozostałe instalacje niezbędne do prawidłowego funkcjonowania obiektu. Na tych zadaniach nasza firma realizowała część technologiczną, polegającą na spawaniu i montażu orurowania wszystkich średnic rurociągów na każdym z wymienionych obiektów.

Obecnie kończymy budowę kolejnego dużego obiektu, drugi jest w trakcie realizacji. Składają się one m.in. z kolektorów

DN 1000 z zespołem recyrkulacji tłoczni, baterii filtrseparatorów, rurociągów gazów procesowych, stacji redukcjno-pomiarowych, obiektów zaporowo-upustowych, rurociągów ssawnych i tłocznych oraz wielu innych instalacji obiektowych.

Budowa gazociągów strategicznych

Gascontrol Polska świadczy również usługi związane z projektowaniem i budową inwestycji „pod klucz” w sektorze gazownictwa, z powodzeniem realizując zadania inwestycyjne w zakresie budowy sieci gazowych przesyłowych i dystrybucyjnych we wszystkich zakresach ciśnień. Posiadamy wdrożony zintegrowany system zarządzania oraz wymagane uprawnienia UDT. Jesteśmy w stanie budować w pełnym zakresie prac (prace ziemne i spawalnicze liniowo-montażowe, układka gazociągów, obiekty kubaturowe itd.) gazociągi wysokoprężne o średnicy powyżej DN 1000 dzięki wysoko wykwalifikowanej kadrze oraz czołowiec spawania zautomatyzowanego, wyposażonej w 30 automatów spawalniczych. Automatyzacja procesu spawania pozwala na szybsze wykonywanie połączeń spawanych w porównaniu z metodą tradycyjną. Charakteryzuje się ona również dużą regularnością i powtarzalnością, z jednoczesnym zachowaniem wysokiej jakości połączeń.

Zasilanie tymczasowe LNG oraz budowa stacjonarnych stacji regazyfikacji LNG

Gascontrol Polska oferuje również usługę zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego poprzez zasilanie gazem skroplonym LNG oraz gazem sprężonym CNG. Te rozwiązania mogą być stosowane

Rysunek 2. Stacja regazyfikacji LNG Polskiej Spółki Gazownictwa w Rogowie



w zależności od miejsca wykonywania prac, ilości gazu niezbędnego do zasilania sieci gazowej, okresu zasilania oraz rodzaju gazu, jaki musi być wprowadzony do sieci gazowej. Oferujemy usługę kompleksową związaną z dostawami gazu LNG, która obejmuje: doradztwo w zakresie wyboru najoptymalniejszego rozwiązania, projektowanie stacji wraz z uzyskaniem wszelkich pozwoleń administracyjnych, budowę stacji regazyfikacji wraz ze stacją redukcjno-pomiarową, dostawy gazu ziemnego skroplonego LNG oraz serwis gwarancyjny i pogwarancyjny.

Dodatkowo oferujemy usługi w zakresie awaryjnej dostawy gazu z wykorzystaniem urządzeń mobilnych, zapewniając podanie gazu w kilka godzin od zgłoszenia zapotrzebowania przez klienta. Zrealizowaliśmy kilkadziesiąt tymczasowych stacji regazyfikacji z wykorzystaniem 11 zestawów mobilnych, jednocześnie budując tradycyjne (stacjonarne) stacje regazyfikacji gazu skroplonego LNG. Nasze doświadczenie w zakresie budowy stacji regazyfikacji LNG oraz tymczasowych dostaw gazu LNG pozwala nam wyjść naprzeciw oczekiwaniom inwestorów, do których zaliczamy zarówno odbiorców końcowych, jak i operatorów systemów gazowych.

Nowy produkt w ofercie firmy



Gascontrol Polska opracował inżynierski system materiałów kompozytowych przeznaczony do wzmocnień i rehabilitacji rurociągów. GC WRAP to grupa produktów, w skład której wchodzi zarówno bandaże z włókna węglowego i szklanego nasączone epoksydem i uretanem, jak i zestaw do awaryjnego zamykania wycieków na rurociągach niskiego i średniego ciśnienia. Produkty GC WRAP posiadają pełną zgodność z międzynarodowymi standardami technicznymi ISO TS 24817 i ASME PCC-2. Systemy kompozytowe to nowoczesna technologia naprawcza, która przywraca właściwości wytrzymałościowe uszkodzonych gazociągów i przedłuża ich okres eksploatacji do 50 lat. Remonty sieci gazowej można wykonywać w zakresie dowolnych średnic i kształtów, niezależnie od ciśnienia projektowego danego rurociągu.

Zaproszenie do współpracy

Współczesna technologia pozwala na zachowanie ciągłości dostaw gazu w sytuacjach awaryjnych i planowanych prac remontowych. Kluczowe jest jednak wybranie firmy, która może wykazać się wieloletnim doświadczeniem i szerokim wachlarzem rozwiązań. Gascontrol Polska sp. z o.o. gwarantuje rzetelne i terminowe wykonanie prac, oferując przy tym optymalne rozwiązania w zależności od potrzeb klienta. Zapraszamy do współpracy!



Konferencja ENERGAS – „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”

W związku z niejasną sytuacją związaną z pandemią SARS-CoV-2 jako organizatorzy cyklicznej konferencji ENERGAS podjęliśmy decyzję o przełożeniu VI edycji konferencji ze stycznia 2021 na styczeń 2022 roku. Naszym priorytetem jest przede wszystkim bezpieczeństwo gości i uczestników konferencji. Pełni nadziei, że wkrótce sytuacja zostanie opanowana, już dziś przygotowujemy się do tego wydarzenia. Życząc wszystkim dużo zdrowia, liczymy na znaczącą frekwencję podczas VI edycji konferencji Energias 2022, na którą już dziś serdecznie zapraszamy.

Organizatorzy ENEGAS 2022

Aktualny stan inicjatyw...

dokończenie ze str. 33

- b) zbadanie możliwości dodatkowego wsparcia, w tym strategii dotyczących popytu w sektorach zastosowań końcowych, w odniesieniu do wodoru odnawialnego na podstawie obowiązujących przepisów dyrektywy RED II (do czerwca 2021 roku),
 - c) wprowadzenie wspólnego progu lub wspólnej normy w zakresie niskoemisyjności w celu wspierania instalacji do produkcji wodoru na podstawie ich parametrów w zakresie emisji GHG w całym cyklu życia (do czerwca 2021 roku),
 - d) wprowadzenie kompleksowej terminologii i ogólnoeuropejskich kryteriów certyfikacji wodoru odnawialnego i wodoru niskoemisyjnego (do czerwca 2021 roku),
 - e) opracowanie projektu pilotażowego – w miarę możliwości na poziomie UE – dotyczącego programu kontraktów na transakcje różnicowe dotyczące dwutlenku węgla, zwłaszcza w celu wsparcia niskoemisyjnej produkcji o obiegu zamkniętym w odniesieniu do stali i podstawowych chemikaliów.
2. W zakresie systemów wsparcia, zasad rynkowych i rozwoju infrastruktury:
- a) rozpoczęcie planowania infrastruktury wodorowej, w tym w ramach transeuropejskich sieci transportowych i energetycznych oraz dziesięcioletnich planów rozwoju sieci (2021 rok), z uwzględnieniem zaplanowania sieci stacji tankowania wodoru,
 - b) przyspieszenie wdrażania alternatywnej infrastruktury uzupełniania paliwa w ramach przeglądu dyrektywy w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz przeglądu rozporządzenia w sprawie transeuropejskiej sieci transportowej (2021 rok),
 - c) opracowanie sprzyjających zasad rynkowych na potrzeby rozwoju technologii wodorowych, m.in. usunięcie barier dla rozwoju sprawnej infrastruktury wodorowej i zapewnienie dostępu do płynnych rynków producentom i odbiorcom wodoru oraz integralności wewnętrznego rynku gazu w drodze kolejnych przeglądów legislacyjnych, np. przeglądu przepisów dotyczących gazu na potrzeby konkurencyjnych rynków gazów zdekarbonizowanych (2021 rok).
3. Wspieranie badań naukowych i innowacji w zakresie technologii wodorowych.

Strategia integracji systemów energetycznych

8 lipca 2020 roku KE przyjęła strategię „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego” (strategia integracji systemów energetycznych). Dokument ten zawiera opis działań, które mają zapewnić podstawowe ramy dla przejścia na zieloną energię. Zdaniem Komisji Europejskiej, obecny model, w którym produkcja, transport i zużycie energii w różnych sektorach gospodarki następują w ramach równoległych łańcuchów wartości i regulacji prawnych oraz jest ograniczony odrębną infrastrukturą, planowaniem i działaniami, nie może efektywnie zapewnić neutralności klimatu do 2050 roku. W związku z tym istniejący system energetyczny powinien być powiązany między poszczególnymi sektorami.

Integracja systemu energetycznego oznacza, iż system ten jest planowany i zarządzany w sposób skoordynowany jako całość, poprzez łączenie poszczególnych nośników energii, infrastruktury energetycznej i wszystkich sektorów zużycia. Dzięki utworzeniu zintegrowanego i elastycznego systemu możliwe będzie zwiększenie jego wydajności, z jednoczesnym obniżeniem kosztów ponoszonych z tego tytułu przez społeczeństwo. Zintegrowany system energetyczny ma być systemem

wielokierunkowym, w którym zdecentralizowane jednostki wytwórcze i odbiorcy będą odgrywać aktywną rolę w zapewnieniu dostaw energii i przyczyniać się do ogólnego zbilansowania i elastyczności systemu (np. poprzez lokalną produkcję biometanu z organicznych odpadów zatłaczanego do lokalnych sieci gazowych), co przyniesie benefity w postaci redukcji GHG w sektorach o utrudnionym procesie dekarbonizacji, wzmocnienia pozycji konsumenta czy zwiększenia bezpieczeństwa dostaw.

Strategia formułuje również szczegółowy plan działań mających na celu przyspieszenie transformacji energetycznej poprzez integrację systemów energetycznych. Z racji ograniczonych ram niniejszego artykułu poniżej zostaną wyszczególnione jedynie ważniejsze spośród tych działań.

1. Działania na rzecz tworzenia systemu energetycznego o obiegu zamkniętym poprzez oparcie się przede wszystkim na efektywności energetycznej, co obejmuje wykorzystanie nieuniknionych odpadów do celów energetycznych i doprowadzenie do synergii między różnymi sektorami. Komisja podkreśla przy tym potencjał w zakresie ponownego wykorzystania ciepła odpadowego z procesów przemysłowych, centrów danych lub energii z bioodpadów i ścieków,
 2. Zastosowanie paliw odnawialnych i niskoemisyjnych – w tym wodoru – w sektorach, w których trudno obniżyć emisyjność. Chociaż – zdaniem Komisji Europejskiej – elektryfikacja bezpośrednia i ciepło z OZE w wielu przypadkach stanowią najbardziej opłacalne i energooszczędne warianty obniżenia emisyjności, istnieje wiele zastosowań końcowych, w których mogą one okazać się niewdrażalne lub wiązać się z wyższymi kosztami. W takich przypadkach można wykorzystać odnawialne lub niskoemisyjne paliwa, takie jak zrównoważony biogaz i biometan, oraz zrównoważone biopaliwa, wodór odnawialny i niskoemisyjny lub paliwa syntetyczne. Przypadki te obejmują wiele procesów przemysłowych, ale również rodzajów transportu, takich jak transport lotniczy i morski, w których zasadniczą rolę odgrywać będą zrównoważone paliwa alternatywne – zaawansowane biopaliwa ciekłe i paliwa syntetyczne. Strategia promuje także wykorzystanie i rozwój technologii wychwytywania, składowania i utylizacji CO₂ w celu wspierania znacznego obniżenia emisyjności,
 3. Dostosowanie rynków energetycznych do obniżenia emisyjności i rozproszonych zasobów. Obejmuje to m.in. zapewnienie, aby elementy cenowe niezwiązane z energią przyczyniały się do obniżenia emisyjności w odniesieniu do wszystkich nośników energii. Uzasadnieniem tego działania jest fakt, że obowiązujące podatki i opłaty, w tym system ustalania opłat za emisję gazów cieplarnianych, nie są stosowane w sposób jednolity w odniesieniu do wszystkich nośników energii i sektorów oraz tworzą przeszkody utrudniające wykorzystanie określonych nośników. Poza tym należy również uwzględnić specyfikę energii elektrycznej wykorzystywanej do magazynowania energii lub produkcji wodoru, aby unikać podwójnego opodatkowania (tak aby energia była opodatkowana tylko jeden raz w momencie dostawy do końcowego zużycia) oraz nieuzasadnionych podwójnych opłat sieciowych.
- W odniesieniu do rynku gazu KE wskazuje m.in., że skład koszyka paliw gazowych będzie w dużym stopniu zależał od wybranej ścieżki obniżania emisji. Przewiduje się, że do 2050 roku udział gazu ziemnego w paliwach gazowych zmniejszy się do 20%, a większość pozostałych 80% paliw gazowych powinno pochodzić z OZE. Jednak przyszła kombinacja tych gazowych nośników energii – biogazu, biometanu, wodoru lub gazów syntetycznych – jest

trudna do przewidzenia. W strategii zapowiedziano konieczność dokonania przeglądu ram regulacyjnych rynku gazu, aby ułatwić wprowadzanie na rynek gazów ze źródeł odnawialnych. Proponuje się również połączenia infrastruktury i dostęp do rynku dla rozproszonej produkcji gazów ze źródeł odnawialnych, w tym na poziomie dystrybucji, co stanowiłoby uzupełnienie wykorzystania gazów ze źródeł odnawialnych w bardziej lokalnym kontekście i zamkniętym obiegu (tak jak w przypadku biogazu wykorzystywanego w gospodarstwie rolnym). Ponadto, w przypadku zatłaczania gazów odnawialnych do sieci gazowej i dalszego zróżnicowania źródeł dostaw uległoby zmianie parametry jakości gazu zużywanego i transportowanego w UE. Aby uniknąć segmentacji rynku i ograniczeń w handlu, należy zatem zastanowić się, w jaki sposób zapewnić interoperacyjność systemów gazowych i swobodny przepływ gazów na granicach państw członkowskich,

4. Bardziej zintegrowana infrastruktura energetyczna, w tym gazowa. Strategia wskazuje w tym obszarze m.in., że istniejąca sieć gazowa zapewnia w całej UE wiele możliwości integracji gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, a przekształcenie sieci gazowej na potrzeby zastosowań wodoru może w niektórych przypadkach stanowić opłacalne rozwiązanie, m.in. w celu transportu wodoru odnawialnego z instalacji wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych na morzu. Sieci gazowe mogą być wykorzystywane w ograniczonym zakresie do umożliwienia mieszania wodoru podczas fazy przejściowej, jednak oprócz gazociągów łączących określone punkty w obrębie klastrów przemysłowych potrzebne mogą być specjalne infrastruktury do magazynowania i transportu czystego wodoru na wielką skalę. Ponadto, KE ma zapewnić, aby zmiany rozporządzenia TEN-E doprowadziły do jego pełnej zgodności z zasadą neutralności klimatycznej i umożliwiły efektywną kosztowo integrację systemu energetycznego, a także jego integrację z systemem cyfrowym i transportowym. W ramach przeprowadzanej zmiany rozporządzenia w sprawie transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T) będzie się również dążyć do synergii z rozporządzeniem TEN-E, aby dzięki nowej wizji planowania infrastruktury energetycznej stworzyć dodatkowe możliwości obniżenia emisyjności transportu.

Przegląd przepisów dyrektywy RED II

5 sierpnia 2020 roku Komisja Europejska uruchomiła konsultacje publiczne i zainicjowała przegląd przepisów dyrektywy 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) w celu dokonania oceny, czy przepisy tej dyrektywy są skuteczne i adekwatne do ambitnych celów klimatycznych UE. Potencjalnym efektem przeglądu przepisów RED II mogą być:

- 1) podwyższenie celu OZE na 2030 rok, wynoszącego obecnie minimum 32% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto energii odnawialnej ustalonego na poziomie UE,
- 2) uwzględnienie w treści przepisów dyrektywy RED II wniosków płynących ze strategii integracji systemu energetycznego i strategii wodorowej, w stosownych przypadkach, w celu wspierania m.in. paliw odnawialnych, takich jak zielony wodór. Może to obejmować następujące elementy:
 - a) zwiększenie wykorzystania OZE w sektorach energetycznym, grzewczym i chłodniczym oraz transportowym,
 - b) lepsze wykorzystanie ciepła odpadowego (na przykład z przemysłu lub centrów danych) w systemie energetycznym,

- c) lepszą integrację energii z OZE w budynkach w kontekście inicjatywy fala renowacji,
 - d) promowanie dalszego rozwoju i wykorzystania odnawialnych i innych paliw niskoemisyjnych, w tym zaawansowanych biopaliw, syntetycznych paliw płynnych i gazowych oraz wodoru, w sektorach trudnych do dekarbonizacji, takich jak przemysł i transport ciężki, lotnictwo i żegluga, w synergii z przyszłą strategią na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności,
 - e) ustanowienie wszechstronnej terminologii i solidnego systemu certyfikacji, w tym powiązanych kryteriów dotyczących GHG i zrównoważonego rozwoju w oparciu o solidne podejście do cyklu życia i system identyfikowalności,
- 3) przegląd innych przepisów dyrektywy RED II i ewentualne wprowadzenie nowych środków w celu odzwierciedlenia celów Europejskiego Zielonego Ładu i powiązanych inicjatyw.

Przegląd dyrektywy w sprawie opodatkowania nośników energii

Obecnie trwa również przegląd przepisów dyrektywy Rady 2003/96/WE z 27 października 2003 roku w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (dyrektywa). Zgodnie z jej założeniami, państwa członkowskie zostały zobowiązane do nałożenia podatków na produkty energetyczne i energię elektryczną według zasad określonych w tym dokumencie. Zgodnie ze stanowiskiem zaprezentowanym przez Komisję Europejską, założeniom Europejskiego Zielonego Ładu powinny towarzyszyć określone na odpowiednim poziomie podatki, których wysokość stanowiłaby istotny sygnał cenowy, który mógłby stwarzać odpowiednie zachęty do prowadzenia zrównoważonych praktyk wśród producentów, użytkowników i konsumentów.

Poza tym zmiana przepisów dyrektywy ma doprowadzić do zachowania spójności unijnego rynku wewnętrznego poprzez aktualizację zakresu i struktury stawek oraz racjonalizację fakultatywnie stosowanych zwolnień i obniżek podatkowych na gruncie krajowym. Zgodnie z zaprezentowanym stanowiskiem KE, obecnie dostrzegalny jest wysoki poziom zróżnicowania krajowych stawek podatkowych dla paliw kopalnych oraz stosowanych zwolnień i obniżek podatkowych, uzasadnianych koniecznością ochrony konkurencyjności przemysłu i gospodarki państw członkowskich. Zdaniem KE, szeroki zakres stosowanych ulg stanowi w rzeczywistości formę dopłat do utrzymywania przemysłu opartego na paliwach kopalnych, co jest niezgodne z Europejskim Zielonym Ładem.

Konieczność dokonania rewizji związana jest także z tym, iż stopień wykorzystania paliw kopalnych jest szczególnie wysoki w sektorze lotnictwa i transportu morskiego, które są zwolnione z opodatkowania w zakresie energii, podczas gdy odmienna sytuacja występuje w sektorze transportu lądowego, co zwiększa poziom fragmentaryzacji rynku i zakłóca możliwość utrzymania równych szans we wszystkich sektorach gospodarki.

Dyrektywa w obecnym brzmieniu nie promuje paliw alternatywnych oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych i zwiększania efektywności energetycznej. Dlatego konieczne jest dokonanie przeglądu, który ma doprowadzić do dostosowania obecnego poziomu opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej do celów Europejskiego Zielonego Ładu.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny, współnik zarządzający w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy.



Marian ŁUKASZEWICZ – wspomnienie

Marian Łukasiewicz w marcu 1998 roku rozpoczął pracę w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie w Pionie Inwestycji jako zastępca dyrektora. Inwestycjami i rozwojem zajmował się przez kolejne 9 lat, gdy od 2003 roku pełnił funkcję dyrektora Departamentu Inwestycji.

W tym czasie polskie gazownictwo dynamicznie się rozwijało i przy Jego znacznym zaangażowaniu powstawały nowe gazociągi systemowe: Włocławek–Gdynia, Lubliniec–Częstochowa, Bytów–Słupsk oraz połączenie z Ukrainą w Hrubieszowie. Budowano i rozbudowywano podziemne magazyny gazu: Mogilno i Kosakowo oraz Wierzchowice i Husów. Powstały nowe kopalnie gazu i odazotownie – Lubiatów i Grodzisk. W tym okresie PGNiG przygotowywało się do wejścia na giełdę w 2005 roku i m.in. porządkując strukturę, przekazywało majątek gazociągów przesyłowych do OGP GAZ–SYSTEM, przy znaczącym udziale w tych procedurach Mariana Łukaszewicza. W PGNiG mówiło się, że jest dwóch dyrektorów, od których „wszystko zależy” i którzy o naszej spólcie wiedzą niemal wszystko. Pierwszym z nich był – już także świętej pamięci – dyrektor Tadeusz Abramowski, o którym mówiono, że w żyłach

ma gaz zamiast krwi, bo na temat przesyłu wiedział wszystko. Drugim był dyrektor Marian Łukasiewicz, odpowiedzialny za całość inwestycji gazowego koncernu. I w tym obszarze Marian był alfą i omegą. Żadna inwestycja gazociągowa nie była mu obca, a o planach inwestycyjnych mógł opowiadać godzinami.

Od 2008 roku przez dwa lata pracował w PGNiG SA jako dyrektor w Departamencie LNG, a od 2010 roku w Departamencie Handlu Gazem i Oddziale Obrotu Hurtowego, skąd w sierpniu 2016 roku przeszedł na emeryturę.

Marian Łukasiewicz miał okazję uczestniczyć w wielu przełomowych procesach na rynku gazu. Był nie tylko ich biernym obserwatorem, ale aktywnym uczestnikiem, którego wiedza i doświadczenie pozwoliły doprowadzić je do szczęśliwego finału.

W uznaniu zasług władze państwowe i samorządowe nadały Marianowi Łukaszewiczowi wiele odznaczeń, w tym stopień Generalnego Dyrektora Górniczego III stopnia.

Wspomniał, niepowtarzalny człowiek. Do dzisiaj Jego współpracownicy pamiętają Go jako kulturalnego, zdecydowanego i wymagającego dużo zarówno od siebie, jak i od innych, ale też osobę z dużym poczuciem humoru. Po prostu był Człowiekiem wielkiego serca.

Zmarł 5 września 2020 roku.

Przyjaciele z branży gazowniczej

dokończenie ze str. 7

w naszym regionie Europy, zwiększając bezpieczeństwo naszych sąsiadów i umożliwiając rozwój rynku w regionie Europy Środkowej. Do-



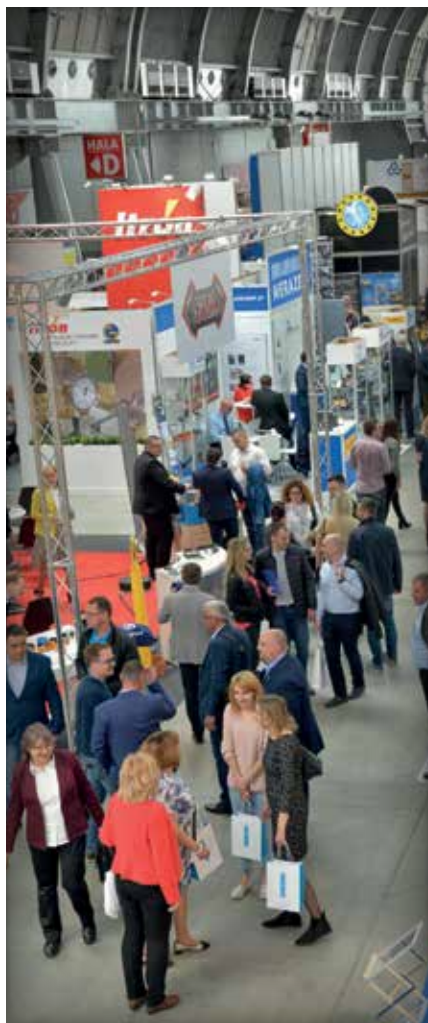
wodem jest dzisiejsza, jubileuszowa dostawa LNG – powiedział Piotr Naimski, sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.

2 lipca br. Pilotażowa instalacja fotowoltaiczna powstanie na dachu siedziby Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie. To jeden z elementów działań spółki w kierunku rozwoju odnawialnych źródeł energii. Pilotażowa instalacja fotowoltaiczna będzie miała moc ok. 50 kWp. Wykonawcą została firma ML SYSTEM – kluczowy polski producent modułów fotowoltaicznych i lider branży BIPV. – *Nasz zielony zwrot zaczynamy od siebie – od działań wewnętrznych. Docelowo pod instalację paneli fotowoltaicznych chcemy wykorzystać grunty i dachy w całej Grupie Kapitałowej PGNiG.* Na terenach należących do GK PGNiG zidentyfikowano ponad 60 ha gruntów i ok. 125 tys. m² powierzchni dachowej pod instalację fotowoltaiki. – *Szacujemy, że na tym obszarze zainstalujemy 40 MW mocy* – podkreślił **Arkadiusz Sekściński, wiceprezes PGNiG SA ds. rozwoju.**

26 czerwca br. PGNiG Obrót Detaliczny wybuduje stacje tankowania LCNG we wschodniej Polsce. Budowę dwóch stacji LCNG – w Suwałkach i Szumowie – zakłada list intencyjny podpisany przez PGNiG Obrót Detaliczny i Zakłady Produkcji Kruszyw Rupińscy (ZPK Rupińscy). Stacje będą ogólnodostępne, więc oprócz floty ZPK Rupiń-

scy z ekologicznego paliwa będą mogli również korzystać inni kierowcy. To bardzo dobra wiadomość, bowiem oba obiekty będą zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie Transeuropejskiej Sieci Transportowej TEN-T. W ramach porozumienia PGNiG Obrót Detaliczny wyraziło wolę wybudowania dwóch stacji paliw LCNG, które będą obsługiwały nie tylko pojazdy należące do Zakładów Produkcji Kruszyw Rupińscy, ale też wszystkich zainteresowanych klientów. Stacja LCNG umożliwi tankowanie zarówno pojazdów zasilanych sprężonym (CNG), jak i skroplonym (LNG) gazem ziemnym. Szczególną rolę odgrywać będzie stacja w Szumowie, zlokalizowana przy drodze ekspresowej S8 w pobliżu planowanego węzła łączącego ją z trasą Via Baltica.

15 czerwca br. PGNiG zawarło aneks do kontraktu jamalskiego. Aneks podpisany przez PGNiG SA i Gazprom potwierdza stosowanie nowej formuły cenowej określonej wyrokiem Trybunału Arbitrażowego. Strony uzgodniły także, że do 1 lipca br. Gazprom wpłaci na konto PGNiG około 1,5 mld dolarów (ok. 6,2 mld zł) z tytułu nadpłaty za dostawy gazu w latach 2014–2020. – *To pokazuje, że skuteczna polityka rządu i twarda walka o polskie interesy przynosi dobre efekty. Widać, że jeśli prowadzi się politykę konsekwentną i popartą argumentami, można odnieść sukces nawet z tak wymagającym partnerem jak Gazprom. Dzięki temu i dobrej współpracy z prezydentem możliwe jest osiągnięcie wymiernych korzyści dla Polski* – powiedział **Jacek Sasin, wicepremier i minister aktywów państwowych.** Nowa formuła cenowa, określona w orzeczeniu Trybunału Arbitrażowego, jest w znacznym stopniu powiązana z notowaniami gazu na rynkach Europy Zachodniej. Dzięki temu już od marca tego roku PGNiG płaci niższą cenę za gaz płynący do Polski ze Wschodu. Jednak nowe zasady ustalania ceny, zgodnie z treścią wyroku, obowiązują od listopada 2014 roku, tj. od dnia, w którym PGNiG wystąpiło do Gazpromu z wnioskiem o zmianę formuły cenowej. Postanowienie sądu arbitrażowego pozwoliło PGNiG podjąć działania mające na celu odzyskanie nadpłaconych w latach 2014–2020 kwot za dostawy gazu po cenach ustalanych na podstawie poprzedniej formuły, zakwestionowanej przez sztokholmski sąd. 30 czerwca 2020 roku „Gazprom Export” przekazał środki pieniężne podlegające zwrotowi na mocy decyzji Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie.



XI Targi Techniki
Gazowniczej

EXPO-GAS

21-22.04.2021, Kielce

NOWE KONTAKTY, WYMIANA DOŚWIADCZEŃ, SPOJRZENIE W PRZYSZŁOŚĆ.
TO TU SPOTYKA SIĘ BRANŻA GAZOWNICZA.

Kraje pochodzenia
wystawców



Czechy
Kanada

Holandia
Niemcy

Litwa
USA

Belgia
Włochy

Polska



ponad **100**
wystawców



3 700
zwiedzających

- Konferencja problemowa
- Warsztaty techniczne z zakresu standaryzacji
- Medale i wyróżnienia Targów Kielce



Jesteśmy blisko Ciebie



Dbamy
o bezpieczeństwo
energetyczne
Polaków



Zapewniamy
niskie ceny gazu
dla gospodarstw
domowych

 **PGNiG**

DOBRA ENERGIA
TANI GAZ