

czerwiec 2021

Przegląd Gazowniczy

nr 2 (70)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



Temat wydania:

**STRATEGIA METANOWA
UNII EUROPEJSKIEJ**

Organizatorzy



EXPO GAS

XI Targi Techniki Gazowniczej

15-16.09.2021
Kielce

Czas się
spotkać!



Targom towarzyszy konferencja
ZIELONE GAZOWNICTWO
– WYZWANIA SYSTEMOWE I TECHNOLOGICZNE

www.expo-gas.pl

Patronat medialny



Przeglądając ostatni rocznik „Przeglądu Gazowniczego”, można odnieść wrażenie, że jest to księga zmian gazownictwa światowego i sektora gazowniczego w Polsce. Porozumienie paryskie na COP 21 w grudniu 2015 roku było pierwszym w historii uniwersalnym, prawnie wiążącym porozumieniem w dziedzinie klimatu. Paryskie deklaracje polityczne przełożyły się na konkretne programy i strategię szybkiej redukcji emisji i osiągnięcia w skali świata punktu zwrotnego poziomu emisji.

Najbardziej kompleksowo potraktowała je Unia Europejska, ogłaszając program na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, znany dzisiaj *Green Deal*.

W krajowej rzeczywistości Izba Gospodarcza Gazownictwa jest inicjatorem i organizatorem grup roboczych analizujących kolejne obszary transformacji energetycznej, animatorem konsultacji kolejnych programów Unii Europejskiej. We wspomnianym roczniku możemy zapoznać się z tymi komentarzami, analizami, relacjami z konsultacji europejskich we wszystkich obszarach, które obejmuje Europejski Zielony Ład.

Mogliśmy śledzić debaty o filozofii „zielonej” Europy, zawartej następnie w konkretnych programach – biometanowym i wodorowym, a w tym numerze zamieszczamy obszernie omówienie strategii metanowej UE. Co ważniejsze, prezentowane analizy i opinie naukowców, liderów gazowego biznesu i prawników to wieloaspektowe raporty wskazujące kierunki koniecznych działań administracji publicznej, samorządów gospodarczych i organizacji biznesowych, środowisk i instytucji naukowo-badawczych, bo tylko współdziałanie tych środowisk może doprowadzić do efektywnej realizacji strategicznych dokumentów programowych.

Dzisiaj jesteśmy na etapie stwierdzenia, że dochodzenie do gospodarki zeroemisyjnej wymaga coraz większej koordynacji sektorów energetycznych, ze szczególną rolą gazownictwa, które może być liderem transformacji, bo tylko ono, skojarzone z OZE, zapewni stabilność sektora

energetycznego. Dysponuje rozbudowanymi sieciami gazowymi, co w przypadku programów wodorowego, metanowego i biometanowego ma ogromne znaczenie. A przy tym paliwo gazowe jest możliwe do wykorzystania w wielu gałęziach gospodarki (energetyce, ciepłownictwie, przemyśle i transporcie).

W dochodzeniu do gospodarki neutralnej dla klimatu konieczne jest jak najszybsze wypracowanie infrastruktury legislacyjnej oraz systemu zachęt finansowych i regulacyjnych. Biznes otwarcie deklaruje gotowość inwestowania w nowe technologie i jest świadom podwyższonego ryzyka z tym związanego, ale musi realnie oszacować, na jaki zwrot z tych inwestycji może liczyć. I wreszcie kwestia oszacowania i oceny potencjału polskich ośrodków akademickich i instytutów naukowo-badawczych w zakresie „zielonej innowacyjności”. Konieczne jest stworzenie mapy tego potencjału technologii pod względem ich dojrzałości technologicznej i możliwości komercjalizacji, z wyznaczeniem programów badawczych i wdrożeniowych, a następnie umiejętna ich integracja. Tego rodzaju analizy są kluczowe dla spójności dokumentów strategicznych. IGG, jako organizacja branżowa sektora gazowniczego, ma dobre doświadczenia we współpracy z administracją publiczną w zakresie systemowych rozwiązań korzystnych dla sektora. Jasno sformułowane założenia strategiczne i ramy legislacyjne zawsze były podstawą dobrej współpracy.



Dr Rober 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
Wojciech Dorobiński, 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 Jak pakiet metanowy wpłynie na rolę gazu w transformacji energetycznej Polski? – Maria Olczak
- 11 Strategia metanowa Unii Europejskiej – komentarz IGG
- 16 Regulacje emisji metanu w sektorze gazu w USA – Bartosz Arabik
- 18 Dlaczego walczyliśmy z emisjami metanu? – Andrzej P. Sikora
- 20 Polski system przesyłowy gazu ziemnego w kontekście nowej strategii UE na rzecz zmniejszenia emisji metanu – Rafał Kowalski, Adam Przybył, Karolina Golonka, Jan Paweł Dębski, Sylwia Rusek, Piotr Paszyk
- 24 Inwentaryzacja emisji metanu – nowe wyzwania dla sektora gazowego – Ewa Kukulska-Zajac, Jadwiga Holewa-Rataj, Jacek Jaworski
- 27 Nowe metody detekcji metanu w dystrybucyjnej sieci gazowej – Piotr Narloch
- 30 Gaz ziemny jako paliwo przejściowe oraz finansowanie inwestycji gazowych w UE – Jan Sakławski, Karolina Wcisło-Karczevska

- 34 Rok użytkowania instalacji LNG w Kłajpedzie

NASZ WYWIAD

- 36 Nie rozwijając technologii pośrednich, nie dochodzimy do tych najbardziej zaawansowanych. Rozmowa z prof. Maciejem Chorowskim, prezesem Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

PRAWO

- 38 Perspektywy gazu ziemnego jako paliwa transformacyjnego w kontekście „Taksonomii UE” – Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

PGNiG SA

- 40 Dzięki sztucznej inteligencji PGNiG będzie wydobywać efektywniej, taniej i bardziej ekologicznie
- 41 5 lat dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 42 Nie tylko gaz, czyli audyt energetyczny przedsiębiorstwa od PGNiG Obrót Detaliczny
- 43 Dwukrotny wzrost sprzedaży LNG w Polsce!

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 44 Pandemia nie zahamowała wzrostu satysfakcji klientów
- 45 Co słyhać w emisji akustycznej?
- 47 Realizacja kolejnych etapów w projekcie strategicznym Lubienia–Masłów

GAZ-SYSTEM

- 48 GAZ-System zakończył budowę gazociągu Tworóg–Tworzeń

GAS STORAGE POLAND

- 50 Elektroniczna forma sprzedaży usług oferowanych przez GSP

PGNiG TERMIKA

- 52 Wiosenne inicjatywy inwestycyjne
- 53 Rusza budowa gazociągu do Ciepłowni Kawęczyn

EuRoPol GAZ s.a.

- 54 Wyzwania sektora gazowniczego w Polsce i UE w perspektywie do 2050 roku – rozmowa z Tomaszem Blacharskim, ekspertem IGG, dyrektorem technicznym EuRoPol GAZ s.a.

TECHNOLOGIE

- 58 Metan z kopalń JSW S.A. – realne zagrożenie dla klimatu? – Nikodem Szlązak, Justyna Swolkień, Artur Badylak
- 66 Niezawodne pomiary wilgoci w gazie ziemnym – Roman Komor



34



36



43

NA OKŁADCE: Castorone, jeden z największych statków włoskiej firmy Saipem do układania podmorskich rurociągów, rozpoczął prace przy budowie morskiego odcinka *Baltic Pipe* na dnie Morza Bałtyckiego.

Fot. Saipem

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Drugi kwartał 2021 roku był dla IGG, tak jak dla większości firm z branży, czasem powolnego wychodzenia z pandemii. Kontynuowaliśmy naszą działalność w zakresie spotkań w formule on-line, jednak przystosowując się do nowych możliwości, planujemy spotkania w kontaktach bezpośrednich.

Znoszone obostrzenia umożliwiły ustalenie nowego terminu Targów Kielce. Odbędą się one 15–16 września 2021 roku. Zapraszamy do Kielc wszystkie firmy członkowskie, aby czynnie uczestniczyły w tym ważnym dla branży gazowniczej wydarzeniu. Obecnie IGG wraz z Targami Kielce prowadzi rozmowy z członkami IGG dotyczące ich uczestnictwa. Tworzymy wszystkim możliwość wymiany doświadczeń i prowadzenia ciekawych rozmów po raz pierwszy od czasu, kiedy konferencje i wszelkie spotkania zostały zawieszono.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG odbędzie się 8 lipca 2021 roku w Międzynarodowym Centrum EXPO XXI. Serdecznie zapraszamy przedstawicieli wszystkich firm na to ważne wyborcze spotkanie.

W ramach spotkań (z przystosowaniem się do warunków i wymogów związanych z pandemią) IGG zorganizowała webinary o poniższej tematyce:

- „Roszczenia o podwyższenie wynagrodzenia w związku ze wzrostem cen stali (2020–2021) – przygotowanie, dochodzenie i obrona”, a kolejne o podobnej tematyce odbędą się 1 lipca 2021 roku. Są one efektem współpracy kilku organizacji samorządowych z firmą JDP,
- nowe „Prawo zamówień publicznych” – IGG zorganizowała z firmą JDP,
- dwa spotkania poświęcone MBA – prezentacja założeń programowych MBA na kolejną, XVII edycję. Następny webinar o tej tematyce odbędzie się 31 sierpnia 2021 roku. Prowadzimy nabór na XVII edycję MBA, która zostanie uruchomiona w październiku.

Wydany został również nowy cennik umieszczania reklam oraz prenumeraty kwartalnika „Przegląd Gazowniczy”, który obowiązuje od 17 maja 2021 roku. Aktualne ceny podane są na stronie internetowej IGG www.igg.pl. Wysoki rabat zarówno przy zamawianiu powierzchni reklamowej, jak i prenumeraty rocznej zachęca firmy do zakupu większej liczby egzemplarzy kwartalnika, a także regularnego reklamowania się w „Przeglądzie Gazowniczym”.

Od marca 2021 roku IGG bierze udział w pracach grupy prowadzonej przy Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej ds. Przygotowania Programu „Fundusze europejskie na infrastrukturę, klimat i środowisko 2021–2027 (FENIKS), który jest kontynuacją Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. Ministerstwo zaakceptowało inicjatywę IGG, która umożliwiła stronom przedyskutowanie zapisów ważnych dla branży i nieujętych elementów programu. W formule on-line Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej nadal organizuje spotkania, na których omawiane są zgłaszane przez ponad 200 organizacji postulaty z różnych środowisk.

Izba, również w formule on-line, uczestniczy w spotkaniach Rady Rynku przy Towarowej Giełdzie Energii (TGE), wspierając rozwój transparentnych i niedyskryminujących działań TGE.

Działalność standaryzacyjna w drugim kwartale 2021 roku nadal prowadzona była w trybie zdalnym. 31 lipca 2021 roku zakończy pracę Kazimierz Nowak, przewodniczący Komitetu Standardu Technicznego, któremu Zarząd GG dziękuje za współpracę. Nowym przewodniczącym KST został dr Grzegorz Rosłonek. Stanowisko obejmie 1 sierpnia 2021 roku.

Pozostałe informacje o działalności Komitetu Standardu Technicznego znajdują się na stronie 39 „Przeglądu Gazowniczego”.

Zarząd podjął decyzję o zwiększeniu Rady Sądu Arbitrażowego, powołując Jakuba Wołkowicza na członka Rady Sądu Arbitrażowego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa objęła patronatem honorowym organizowane przez Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych „Warsztaty pracy projektanta i rzeczoznawcy instalacji i sieci sanitarnych”, które odbędą się on-line 18–19 listopada 2021 roku. IGG objęła również patronatem honorowym organizowaną przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie oraz STUDIO4U konferencję Forum Ciepła i Gazu 2021 „Rola paliw gazowych w procesie transformacji”, która odbyła

się w Warszawie 22–24 czerwca br. Do członków IGG skierowaliśmy zaproszenie do uczestnictwa w pracach na rzecz kodeksu dobrych praktyk. Mamy nadzieję na Państwa aktywne udział. Serdecznie dziękujemy za przesłane zgłoszenia i liczymy na dalszą współpracę.

Prezydium ICE-CMM podczas posiedzenia Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM) przyjęło zmianę na stanowisku przewodniczącego. Za dotychczasowe przewodniczenie ICE-CMM podziękowano dr. Arkadiuszowi Sekścińskiemu, członkowi zarządu IGG i wiceprezesowi PGNiG SA, jednocześnie witając nowego przewodniczącego – Stanisława Zwolana z PGNiG OD. Proponowane zmiany zostały przyjęte przez Zarząd IGG.

W ostatnim kwartale Biuro IGG przekazało do konsultacji do zrzeczo-nych w IGG firm 14 projektów aktów prawnych, w tym m.in.:

- projekt rozporządzenia ministra edukacji i nauki, zmieniającego rozporządzenie w sprawie podstaw programowych kształcenia w zawodach szkolnictwa branżowego oraz dodatkowych umiejętności zawodowych w zakresie wybranych zawodów szkolnictwa branżowego,
- projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo ochrony środowiska” oraz niektórych innych ustaw,
- projekt rozporządzenia ministra finansów, funduszy i polityki regionalnej w sprawie wzorów deklaracji w sprawie podatku od wydobycia niektórych kopalni,
- projekt rozporządzenia ministra rozwoju, pracy i technologii, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego,
- projekt polityki zakupowej państwa,
- konsultacje robocze propozycji zmian legislacyjnych do rozporządzenia ministra energii z 5 października 2017 roku w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii,
- projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie,
- **projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie metod badania jakości gazu skroplonego (LPG),**
- projekt ustawy o zmianie ustawy o charakterystyce energetycznej budynków oraz niektórych innych ustaw,
- projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Opiniowaliśmy również inicjatywy Komisji Europejskiej, w tym m. in.:

- konsultacje inicjatywy prawodawczej Komisji Europejskiej w sprawie sieci gazowych – przegląd unijnych przepisów dotyczących dostępu do rynku gazu,
- konsultacje publiczne inicjatywy Komisji Europejskiej – zmiany klimatyczne: nowe przepisy zapobiegające wyciekom metanu w sektorze energetycznym, tzw. strategia metanowa.

W pierwszym półroczu 2021 roku Prezydium Zarządu IGG przyjęło w poczet firm członkowskich dwie firmy:

- ZISCO S.A., ul. Mickiewicza 29, 40-085 Katowice,
- WARES sp. z o.o., aleja Zwycięstwa 96/98, 81-451 Gdynia.

Przed nami letni, wakacyjny okres. Naszym Czytelnikom życzymy udanego wypoczynku, spełnienia wyjazdowych planów oraz mnóstwa wrażeń.

Biuro IGG



Monika Sikorska

● **21 czerwca br.** GAZ-SYSTEM potwierdził informację, że Energinet uzyskał zgodę Duńskiej Agencji Ochrony Środowiska (DEPA) na wznowienie prac budowlanych na większości 210-kilometrowej trasy gazociągu Baltic Pipe na lądzie w Danii. W przypadku pozostałej części trasy gazociągu *Baltic Pipe* do rozpoczęcia prac budowlanych konieczne będzie pozyskanie przez Energinet nowego pozwolenia środowiskowego. Energinet poinformował GAZ-SYSTEM, że nowa część gazociągu *Baltic Pipe*, na której zostaną obecnie wznowione prace budowlane, w połączeniu z istniejącą siecią przesyłową gazu w Danii umożliwi uruchomienie przesyłu gazu do Polski zgodnie z przyjętymi założeniami projektu, tj. do 1 października 2022 roku. Pełna moc przesyłowa *Baltic Pipe* (10 mld m³/r.) zostanie uzyskana po ukończeniu prac budowlanych na wszystkich odcinkach tej inwestycji w Danii, czyli do końca 2022 roku. GAZ-SYSTEM informuje, że prace w polskiej części projektu są realizowane zgodnie z założeniami i spółka planuje zakończyć je do 1 października 2022 roku.



21 czerwca br. na wodach Motławy odbyła się premiera pierwszego śródlądowego pasażerskiego katamaranu wodorowego, zbudowanego przez Centrum Naukowo-Badawcze s.c. z siedzibą w Gdańsku. Najnowszy model – Holiday Boat Sun Deck 39 H₂ jest innowacyjną, w pełni ekologiczną jednostką napędzaną czystym wodorem. portalmorski.pl

● **19 czerwca br.** – *W polskiej części projektu – zarówno morskiej, jak i lądowej – prace przebiegają bez zakłóceń* – powiedziała PAP **Iwona Dominiak, rzeczniczka firmy GAZ-SYSTEM**. To dobra wiadomość od naszych duńskich partnerów w sprawie *Baltic Pipe*. – *Prace na większości odcinków gazociągu zostają przywrócone* – poinformował **Michał Kurtyka, minister klimatu i środowiska**.

● **18 czerwca br.** PGNiG Upstream Norway, wraz z Aker BP jako operatorem i pozostałymi partnerami koncesyjnymi, uruchomiło produkcję ze złoża Gråsel. Gråsel to złożo ropno-gazowe o zasobach 13 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (boe). Położone jest na obszarze wydobywczym Skarv, eksploatowanym od 2013 roku. Dzięki temu Gråsel mogło być podłączone do już działających instalacji wydobywczych, których kluczowym elementem jest jednostka produkcyjno-magazynująca FPSO Skarv – jedna z największych tego typu na świecie.

● **18 czerwca br.** W Holandii rozpoczyna się budowa pilotażowej instalacji, z której będzie pochodzić wodór wytwarzany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii elektrycznej powstającej na ogromnej farmie PV. Celem projektu o nazwie *SinnWetterstof* jest wykorzystanie elektrowni fotowoltaicznej o mocy 50 MW, z której nadwyżki energii będą zasilać elektrolizer wytwarzający wodór. Inwestycja przewiduje również budo-

wę zbiorników do przechowywania H₂. Projekt realizowany jest od jesieni ubiegłego roku przez należącą do grupy BayWa firmę GroenLeven, największego operatora sieci dystrybucyjnej w Holandii, Alliender, a także działającą na rynku paliwowym firmę Orange-Gas, która będzie odbierać wodór, aby następnie dostarczać go do stacji ładowania pojazdów napędzanych H₂. Cała instalacja ma być w pełni operacyjna jeszcze przed końcem tego roku.

● **17 czerwca br.** Europejska Agencja Środowiska uruchomiła nowe narzędzie online, pokazujące stan powietrza w ponad 300 miastach w Europie w okresie dwóch lat. W rankingu ujęto 43 polskie miasta. Jakość powietrza w żadnym z nich nie klasyfikuje się jako „dobra”. Najczystsze Suwałki i Słupsk są w grupie „umiarkowane”. Narzędzie o nazwie *City Air Quality Viewer* pozwala też śledzić rzeczywisty stan powietrza i jego prognozę na kolejne 24 godziny. Uwzględniono ponad 300 europejskich miast, włączonych do *Urban Audit* – inicjatywy Komisji Europejskiej i Eurostatu, zamieszkanymi przez ponad 50 tys. osób. Nowe narzędzie porządkuje je w ranking miejsc o najczystszej i najbrudniejszej powietrzu w ostatnich dwóch latach (2019–2020). *City Air Quality Viewer* został stworzony na podstawie danych o drobnych pyłach zawieszonych i cząsteczkach PM_{2,5}. Dane te spływają regularnie ze stacji pomiarowych wszystkich miast wymienionych w zestawieniu. Najczystszymi miastami w Europie są: Umea w Szwecji, Tampere w Finlandii i Funchal w Portugalii. Trzy najbardziej zanieczyszczone miasta na całym kontynencie to Nowy Sącz w Polsce, Cremona we Włoszech oraz Slavonski Brod w Chorwacji.

● **11 czerwca br.** Kwesie transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, strategii wodorowej UE oraz modernizacji sektora budownictwa w ramach inicjatywy Komisji Europejskiej pt. „Fala renowacji”, były głównym tematem poruszonym podczas posiedzenia Rady UE ds. Energii w Luksemburgu. Poruszono również temat zrównoważonego finansowania, tzw. Taksonomii UE. W obradach wziął udział Adam Guibourgé-Czetwertyński, wiceminister klimatu i środowiska. Wice-minister podkreślił znaczenie technologii *Power to Gas* i kogeneracji, które w przyszłości umożliwią integrację sektora gazowego, elektroenergetycznego i ciepłownictwa. Zaznaczył też konieczność zapewnienia finansowania modernizacji obecnie wykorzystywanej sieci gazowej oraz budowy gazociągów zdolnych w przyszłości do przesyłu wodoru.

● **8 czerwca br.** Według platformy informacyjnej DNV Alternative Fuels Insight, w maju armatorzy złożyli łącznie 15 zamówień na statki napędzane LNG. Dla porównania: w kwietniu odnotowano rekordowy poziom 31 statków, a w marcu 21. Obecnie na całym świecie eksploatowanych jest nieco ponad 200 statków napędzanych LNG. Jak wynika z danych platformy informacyjnej DNV dotyczącej paliw alternatywnych w żegludze – wśród znajdujących się w eksploatacji statków z napędem LNG najwięcej jest promów pasażersko-samochodowych – 44 oraz zaopatrzeniowców górnictwa morskiego (PSV) – 26 i produktochemikaliowców – 21. Aż 15 z 44 promów pasażersko-samochodowych z napędem LNG (z których kilka przebudowano z napędu konwencjonalnego) powstało w stoczni Remontowa Shipbuilding (dawniej Stocznia Północna), należącej do grupy kapitałowej Remontowa Holding. Oznacza to (co w ostatnich latach jest niezwykle rzadkim przypadkiem w polskim przemyśle okrętowym) bardzo duży udział w rynku w skali światowej w konkretnej kategorii rynkowej (w tym wypadku w sektorze promów pasażersko-samochodowych z napędem LNG). Globalny portfel zamówień statków z napędem LNG

przekroczył 300 jednostek, więc w sumie mamy obecnie ponad 500 potwierdzonych statków napędzanych LNG.

● **8 czerwca br.** maszyna TBM (ang. *Tunnel Boring Machine*) zakończyła drążenie tunelu dla gazociągu *Baltic Pipe* w miejscowości Pogorzelica na polskim wybrzeżu Bałtyku. W ten sposób wykonany został jeden z kluczowych etapów morskiej części *Baltic Pipe*. Na zlecenie GAZ-SYSTEM wykonawca wybudował przejście podziemne techniką ograniczającą oddziaływanie inwestycji na otoczenie i przyrodę. Metoda polegała na drążeniu tunelu maszyną o średnicy tarczy około 2,5 metra, za którą były układane betonowe obręcze, dodatkowo usztywniające i stabilizujące tunel. Punkt wyjścia z tunelu znajduje się około 400 m od linii brzegowej w głąb morza. Tak przygotowane miejsce lądowania gazociągu podmorskiego pozwoli na połączenie gazociągu podmorskiego ze stacją zaworową na lądzie. Następne prace w rejonie miejsca lądowania gazociągu będą polegały m.in. na przygotowaniach do wyciągnięcia maszyny TBM spod dna morza oraz na dostosowaniu placu budowy do umieszczenia gazociągu podmorskiego w tunelu. Równolegle na lądzie w Polsce trwają intensywne prace przy spawaniu i układaniu gazociągów na trasie Niechorze–Płoty i Goleniów–Lwówek. Na tłoczniach w Goleniowie, Odolanowie i Gustorzynie powstają budynki zaplecza technicznego i fundamenty pod sprężarki. Pierwszy montaż agregatu sprężającego rozpoczął się 9 czerwca br. na tłoczni w Odolanowie. Realizacja projektu *Baltic Pipe* przez GAZ-SYSTEM przebiega w zaplanowanych terminach.

● **1 czerwca br.** Gazociąg Polska–Litwa, międzynarodowy interkonektor gazowy, ma połączyć systemy przesyłowe obu państw. Polska część inwestycji, o długości około 343 km, została podzielona na dwa odcinki: północny i południowy. Przy przekraczaniu rzeki Czarna Hańcza w okolicach miejscowości Bród Nowy i Bród Stary w gminie Suwałki wykonywany jest po raz pierwszy w Polsce przewiert podziemny metodą *Direct Pipe* o średnicy DN 700. Głębokość przejścia pod dnem rzeki będzie wynosić co najmniej 7,7 m, a całkowita długość przewiertu ponad 276 m. Przekroczenie metodą *Direct Pipe* polega na zdalnym drążeniu głowicą mikrotunelową, z jednoczesnym wprowadzaniem rur przewiertowych. Ta metoda, jedna z najnowocześniejszych metod bezwykopowego układania gazociągów, pozwala na zachowanie bez zmian terenów cennych przyrodniczo na trasie inwestycji.

● **31 maja br.** GAZ-SYSTEM zawarł porozumienia o współpracy z organizacjami rybackimi oraz armatorami jednostek rybackich w związku z budową i eksploatacją gazociągu podmorskiego *Baltic Pipe*. W wyniku wspólnych ustaleń GAZ-SYSTEM zobowiązał się do regularnego przekazywania informacji o poszczególnych etapach i lokalizacji prac związanych z budową gazociągu podmorskiego na Morzu Bałtyckim. Pozwala to na odpowiednie zaplanowanie rejsów połowowych i minimalizuje ryzyko kolizji. W Polsce spółka uzgodniła kwestie realizacji inwestycji z armatorami reprezentowanymi przez Wolińskie Stowarzyszenie Rybaków i Organizacją Rybaków Łódziowych – Producentów Rybnych z Kołobrzegu. W analogiczny sposób przebiega współpraca z organizacjami rybackimi ze Szwecji (*Swedish Fishermen Producer Organization; Marine and Coastal Fisheries Producer Organization*) i Danii (*Danish Fishermen Producer Organization*).

● **11 maja br.** Dodatkowe 50 mln m³ gazu rocznie to efekt prac wiertniczych, które Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przeprowadziło na złożach Przemysł, Mirocin i Kulno, udostępniając nieeksploatowane do tej pory struktury gazonośne. – *Dzięki nowym odwiertom sięgnęliśmy do wcześniej nieeksploatowanych horyzontów gazonośnych w złożach Przemysł i Mirocin. Sukces tych prac oznacza*



Castorone, jeden z największych statków włoskiej firmy Saipem do układania podmorskich rurociągów, 27 czerwca br. rozpoczął prace przy budowie morskiego odcinka *Baltic Pipe* na dnie Morza Bałtyckiego. Zadaniem wykonawcy, którym jest Saipem, będzie położenie w morzu ponad 270 kilometrów gazociągu. Włoska spółka wykona m.in. dwa mikrotunele na nabrzeżach Polski i Danii, a także testy przed operacyjnym uruchomieniem gazociągu. Statek jest ogromny, może na nim przebywać nawet 700 osób. Jest na nim cała infrastruktura potrzebna do życia na statku w czasie układania gazociągu, ponieważ odbywa się to w sposób ciągły. W montażowni na pokładzie będą spawane rury, a następnie spuszczone etapami do morza. Saipem, wykonawca gazociągu *Baltic Pipe*, ma na koncie ułożenie ponad 30 tys. kilometrów rurociągów podmorskich.

nie tylko zwiększenie krajowych zasobów wydobywalnych gazu ziemnego, ale potwierdza też nasze założenia co do możliwości rewitalizacji podkarpackich złóż. Wydobycie gazu ze złoża Przemysł i Mirocin prowadzimy od 60 lat. Dzięki udostępnieniu nowych zasobów będziemy mogli kontynuować tam eksploatację przez kolejne dekady – powiedział Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA.

● **10 maja br.** Wojewoda zachodniopomorski wydał decyzję lokalizacyjną dla budowy gazociągu przyłączeniowego do dwóch bloków gazowo-parowych o łącznej mocy 1340 MW, budowanych w Elektrowni Dolna Odra. Jest to jedno z trzech kluczowych pozwoleń administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia budowy. – *Budowa bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra to jeden z najważniejszych projektów realizowanych w ramach transformacji energetycznej polskiej gospodarki. Dzięki przyłączeniu gazowemu, które realizuje GAZ-SYSTEM, nowe bloki gazowe w tej elektrowni będą mogły być zasilane gazem dostarczanym gazociągiem Baltic Pipe oraz przez terminal LNG w Świnoujściu. Realizacja obu powiązanych ze sobą inwestycji, tj. przyłączenie do sieci gazowej i budowa dwóch bloków wytwórczych, ma strategiczne znaczenie dla bezpieczeństwa zasilania w energię mieszkańców województwa zachodniopomorskiego – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM.*

● **23 kwietnia br.** Grupa PGNiG oferuje już usługi w obszarze reasekuracji i ubezpieczeń. W 2017 roku powołała brokera ubezpieczeniowego i reasekuracyjnego, który świadczy usługi dla podmiotów z Grupy PGNiG. – *Jako pierwsi w Polsce tworzymy projekt, który będzie koncentrował się na wyszukiwaniu i dostarczaniu precyzyjnie dopasowanych usług ubezpieczeniowych i reasekuracyjnych do indywidualnych potrzeb przedsiębiorstw z udziałem Skarbu Państwa. Dotychczas nie było podmiotu, który zagospodarowałby ten obszar – powiedział Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG.*

● **21 kwietnia br.** Komisja Europejska z zadowoleniem przyjęła wstępne porozumienie Rady i Parlamentu Europejskiego

dokończenie na str. 65

Jak pakiet metanowy wpłynie na rolę gazu w transformacji energetycznej Polski?

Maria Olczak

Pod koniec 2021 roku Komisja Europejska przedstawi propozycję nowych regulacji mających na celu redukcję emisji metanu w energetyce. Jednocześnie przy wsparciu KE oraz Programu Środowiskowego Organizacji Narodów Zjednoczonych¹ powstaje Międzynarodowe Obserwatorium Emisji Metanu z siedzibą w Paryżu. Zarówno nowe unijne przepisy, jak i wydarzenia na arenie międzynarodowej wpłyną na rolę gazu w transformacji energetycznej Polski.

Czytelnicy „Przeglądu Gazowniczego” doskonale wiedzą, że metan to najprostszy węglowodór – główny składnik gazu ziemnego, który stanowi jedno z podstawowych źródeł energii wykorzystywanych na całym świecie. Ale metan to zarazem drugi po dwutlenku węgla najważniejszy gaz cieplarniany, odpowiadający za ponad 25% globalnego ocieplenia, którego obecnie doświadczamy. O ile dwutlenek węgla wpływa na skalę wzrostu temperatury na Ziemi, o tyle metan pozostający w atmosferze znacznie krócej (około dziesięciu lat) oddziałuje na tempo tego procesu.

Oznacza to, że walka z emisjami metanu daje większe szanse na osiągnięcie celów porozumienia paryskiego ograniczenia wzrostu globalnej temperatury do 1,5–2 stopni Celsjusza. Według ostatniego raportu UNEP, wykorzystanie obecnie dostępnych środków i technologii przyniosłoby redukcję metanu o 45% w okresie najbliższej dekady. Dzięki temu moglibyśmy uniknąć wzrostu globalnych temperatur o około 0,3 stopnia Celsjusza do 2045 roku². W tym celu największe, bo aż 60-procentowe redukcje spodziewane są w energetyce – chodzi o emisje metanu powstające podczas produkcji, transportu i końcowego użycia paliw kopalnych: węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego.

Cięcia emisji metanu w UE mają także pomóc w zrealizowaniu celów Europejskiego Zielonego Ładu w perspektywie zarówno 2030, jak i 2050 roku oraz celów dotyczących poprawy jakości powietrza. Metan przyczynia się do powstawania w dolnej warstwie atmosfery ozonu, który negatywnie wpływa na nasze zdrowie. Ponadto, walka z emisjami metanu stanowi jeden z filarów dekarbonizacji sektora gazowego. Warto przypomnieć, że w tym celu UE będzie wspierać działania polegające na stopniowym zastępowaniu gazu konwencjonalnego tzw. gazami odnawialnymi, w tym m.in. wodorem i biometanem, oraz na reformie struktury unijnego rynku gazu.

Europejski Zielony Ład nie przesądza o roli gazu w transformacji energetycznej. Frans Timmermans, wiceprzewodniczący KE, zauważył, że w przypadku niektórych państw UE, w tym Polski, gaz może stać się „paliwem pomostowym” ze względu na

brak przystępnej cenowo niskoemisyjnej alternatywy³. Rola gazu w transformacji energetycznej zależy więc w dużej mierze od tego, jak ten sektor poradzi sobie z emisjami metanu.

Nadchodzący „pakiet metanowy” będzie istotny dla Polski z kilku względów. Po pierwsze, z uwagi na szybko rosnącą rolę gazu ziemnego w miksie energetycznym Polski, a co za tym idzie – realizowane i planowane przez polskie koncerny gazowe inwestycje infrastrukturalne. Tylko w latach 2015–2019 konsumpcja gazu w Polsce wzrosła o 3,3 mld m³ i osiągnęła 20,4 mld m³ w 2019 roku, a to dopiero początek⁴. Według prognoz stanowiących podstawę Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022–2031, między 2024 a 2034 rokiem czeka nas gwałtowny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce. Zużycie gazu ma się ustabilizować około 2035 roku na poziomie 34,7–37,5 mld m³ rocznie⁵. Taki wzrost rodzi uzasadnione obawy, że w przypadku zaostrzenia unijnej polityki klimatycznej zwiększy się ryzyko osieroconych aktywów (ang. *stranded assets*), a niektóre planowane inwestycje gazowe mogą po prostu nie znaleźć inwestorów. Po drugie, nowe przepisy dotyczące emisji metanu mogą wpłynąć na atrakcyjność gazów odnawialnych – biometanu oraz potencjalnie niebieskiego wodoru produkowanego z wykorzystaniem gazu ziemnego. Po trzecie, Polska jest jednym z głównych emitentów metanu kopalnianego w Unii Europejskiej, a unijne regulacje planowane są także w tym sektorze.

Unijna strategia metanowa

Niniejsza analiza przedstawia unijną strategię metanową – jej główne założenia, cele oraz zmiany, których możemy się spodziewać zarówno w wymiarze wewnętrznym (unijnym), jak i zewnętrznym (na poziomie międzynarodowym). Analiza skupia się przede wszystkim na kwestii emisji metanu w sektorze gazu ziemnego. Druga część to rekomendacje, jak Polska i polskie firmy gazowe mogą włączyć się w prace dotyczące strategii oraz w jej wdrażanie.

14 października 2020 roku Komisja Europejska przedstawiła unijną strategię dotyczącą metanu⁶. Aktualna strategia, podobnie jak pierwsza (z 1996 roku), dotyczy emisji z trzech sektorów: rolnictwa, odpadów oraz energetyki, które odpowiadają odpowiednio za 53%, 26% oraz 19% unijnych emisji tego gazu cieplarnianego. Emisje metanu stanowią około 10% wszystkich emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. O ile strategia nie wskazuje konkretnych celów redukcyjnych, o tyle precyzuje, że unijne emisje metanu muszą zostać zredukowane o 35–37% w porównaniu z 2005 rokiem, aby możliwe było osiągnięcie celu 55% redukcji gazów cieplarnianych do 2030 roku.

Mimo że komunikat dotyczy emisji metanu z trzech głównych sektorów, to właśnie redukcja emisji w energetyce traktowana jest priorytetowo. Wynika to między innymi z faktu, iż redukcje metanu w tym sektorze mogą być osiągnięte w sposób najbardziej efektywny kosztowo. Zgodnie z szacunkami Międzynarodowej Agencji Energii, część kosztów redukcji mogłaby zostać zniwelowana zyskami ze sprzedaży wychwyconego metanu.

Strategia zakłada redukcję emisji wzdłuż całego łańcucha wartości – od wydobycia, poprzez przesył i dystrybucję, aż do końcowego użycia. Strategia zakłada także efekt synergii pomiędzy sektorami, np. odpady organiczne z rolnictwa, które jeśli są nieodpowiednio magazynowane, stają się źródłem emisji metanu, mogłyby zostać wykorzystane do produkcji biogazu i biometanu. Z jednej strony, przyczynia się to do ograniczenia emisji w tych sektorach, a z drugiej – prowadzi do zwiększenia podaży niskiemisyjnego gazu.

Wymiar wewnętrzny strategii – propozycje legislacyjne

Podstawą pakietu legislacyjnego, który Komisja Europejska przedstawi pod koniec tego roku, będą regulacje dotyczące obowiązkowego mierzenia, raportowania i weryfikowania emisji⁷. Głównym zarzutem wobec obecnie dostępnych danych o emisji metanu jest to, że są to dane szacunkowe, a nie pochodzące bezpośrednio z pomiarów, przez co uważane są za niewystarczająco wiarygodne. Projekty badawcze realizowane w ostatnich kilkunastu latach głównie w Stanach Zjednoczonych konsekwentnie dowodziły, że rzeczywiste emisje są wyższe niż wartości raportowane przez koncerny naftowe i gazowe. Stawia to pod znakiem zapytania zapewnienie, że gaz jest najmniej emisyjnym paliwem kopalnym oraz utrzymanie społecznego przyzwolenia (ang. *social license to operate*) na dalsze prowadzenie działalności przez wielkie firmy energetyczne.

Unijne przepisy będą najprawdopodobniej bazować na metodologii OGMP2.0, która pozwala operatorom na raportowanie emisji na jednym z pięciu poziomów⁸. Przechodzenie na wyższy poziom wymaga stopniowego odchodzenia od szacunków przygotowanych na podstawie współczynników emisji (ang. *emission factor*) na rzecz zwiększania liczby pomiarów oraz poziomu szczegółowości raportowanych danych. Na piątym poziomie operatorzy zobowiązani są do wykonania pomiarów emisji z poszczególnych źródeł (ang. *bottom-up measurement*) i na poziomie instalacji (*top-down measurement*) oraz porównania i uzgodnienia otrzymanych danych, tak aby wyniki obu pomiarów się pokrywały. Operatorzy zobowiązani są także do osiągnięcia indywidualnych celów redukcyjnych. Obecnie w inicjatywie uczestniczą

64 firmy, a pierwszy raport podsumowujący dane raportowane przez firmy uczestniczące w OGMP spodziewany jest w tym roku.

Drugim elementem pakietu będą przepisy dotyczące obowiązku usprawnienia wykrywania nieszczelności i naprawy (ang. *Leak Detection and Repair*, LDAR) w odniesieniu do wycieków z całej infrastruktury gazu ziemnego. LDAR to standardowa praktyka, którą operatorzy stosują ze względów bezpieczeństwa, najczęściej na podstawie już istniejących krajowych regulacji. Komisja będzie musiała zdecydować, do jakiego stopnia potrzebna jest harmonizacja np. w zakresie częstotliwości takich programów, wykorzystywanych technologii, progu wykrywanych wycieków (ang. *detection threshold*), kwantyfikacji (pomiarów) wycieków, jak dużo czasu operatorzy mają na ich naprawę i czy konieczny jest powtórny pomiar emisji po zakończeniu naprawy. Komisja ma także wskazać, czy i na jakich warunkach koszty takich praktyk mogą zostać uznane przez krajowych regulatorów za koszty uzasadnione dla regulowanych operatorów systemu gazowego.

Trzecim elementem unijnego pakietu są przepisy mające na celu wyeliminowanie rutynowego odpowietrzenia (ang. *venting*) oraz spalania gazu w pochodniach (ang. *flaring*). Praktyki te stosowane są głównie w segmencie produkcji ropy naftowej i gazu i często wynikają z niedostatecznego rozwoju infrastruktury do odbioru gazu. W dyskusjach pojawiają się wątpliwości co do definicji rutynowego odpowietrzenia i spalania, na ile emisje mają być mierzone bezpośrednio oraz jak uniknąć zwiększenia odpowietrzenia kosztem spalania.

Inicjatywa legislacyjna przygotowywana przez KE wprowadzi system mierzenia, raportowania i weryfikowania danych dotyczących emisji metanu w energetyce oraz ujednotli takie praktyki jak LDAR. Jest to z pewnością krok we właściwym kierunku i daje podstawy do zminimalizowania problemu metanu w UE. Natomiast główne wyzwanie znajduje się poza granicami UE, ponieważ około $\frac{3}{4}$ emisji metanu związanych z sektorem ropy naftowej i gazu powstaje w segmencie produkcji. Oznacza to, że to właśnie w tym segmencie są największe i najbardziej efektywne kosztowo możliwości redukcji.

Wymiar zewnętrzny strategii

Unia odpowiada za około 5% globalnych emisji metanu, ale jest jednocześnie jednym z największych konsumentów gazu ziemnego na świecie. Prawie 90% gazu ziemnego wykorzystywanego w UE pochodzi z importu – chodzi zarówno o gaz dostarczany gazociągami, jak i gaz skroplony LNG⁹. Oznacza to, że wprowadzenie odpowiednich przepisów unijnych daje UE podstawę do podjęcia kolejnych kroków mających na celu ograniczenie emisji powstających przy produkcji i transporcie gazu ziemnego pochodzącego z importu.

Aby zachęcić do monitorowania emisji w segmencie produkcji, KE ma zaproponować stosowanie domyślnej wartości w odniesieniu do importowanych wolumenów, w przypadku których nie istnieją odpowiednie systemy MRV, a także, być może, minimalne normy emisji metanu lub cele redukcyjne. Wprowadzenie takiej normy oznaczałoby ustanowienie dodatkowych kryteriów, jakie gaz, zarówno produkowany w UE, jak i importowany, musiałby spełnić.

Jednak takie rozwiązanie wymaga koordynacji z producentami i solidnego systemu weryfikacji deklarowanych emisji, dlatego

nie jest pewne, czy taki standard znajdzie się wśród propozycji KE spodziewanych w tym roku. Niektóre koncerny energetyczne, m.in. Shell, BP czy Repsol, wzywają UE do wprowadzenia takich norm¹⁰.

Komisja wspiera także powstanie wspomnianego na samym początku niezależnego obserwatorium emisji metanu. Obserwatorium zostało ustanowione przez UNEP na początku marca. Obecnie trwają prace nad wyznaczaniem wszystkich struktur, za co odpowiedzialny jest Komitet Implementacyjny, któremu przewodniczy Andris Piebalgs, były unijny komisarz ds. energii. Do zadań IMEO będzie należeć gromadzenie, weryfikowanie i publikowanie danych dotyczących antropogenicznych emisji metanu do atmosfery.

Dane te będą pochodzić z kilku źródeł, takich jak emisje raportowane przez firmy w ramach OGMP2.0, niezależne badania naukowe, obserwacje satelitarne, krajowe wykazy emisji raportowane do UNFCCC oraz dodatkowe źródła (np. dane dostępne na stronie MAE Methane Tracker). Proces integracji i weryfikacji danych będzie zachodzić na dwóch poziomach – danych raportowanych przez firmy, uwzględniając postęp firm w osiągnięciu ich indywidualnych celów redukcyjnych, oraz agregacji danych pochodzących ze wszystkich dostępnych źródeł. Wyniki tych prac będą dostępne w rocznych raportach publikowanych przez IMEO.

W myśl strategii metanowej, IMEO miałyby także opracować i publikować wskaźnik dostaw metanu (MSI), który stanowiłby dodatkowe źródło informacji dla nabywców paliw kopalnych.

O sukcesie IMEO zadecyduje także to, czy zyska szersze poparcie na arenie międzynarodowej zarówno wśród państw producentów, jak i konsumentów gazu ziemnego. Zagadnienia związane z redukcją emisji metanu w energetyce znalazły się na liście priorytetowych obszarów współpracy UE z innym znaczącym nabywcą gazu ziemnego – Japonią, której przedstawiciel uczestniczy w pracach Komitetu Implementacyjnego¹¹. Kluczowe będzie także wsparcie Stanów Zjednoczonych. Niedawne głosowanie w Senacie za przywróceniem regulacji dotyczących emisji metanu na poziomie federalnym oraz waga kwestii zmian klimatu w polityce zagranicznej prezydenta Bidena, dają podstawy do umiarkowanego optymizmu.

* * *

Znaczenie redukcji emisji metanu w polityce unijnej, zarówno w wymiarze wewnętrznym, jak i zewnętrznym, będzie wzrastać w najbliższych latach, co ma duże znaczenie dla Polski i polskich koncernów gazowych. Publikacja propozycji KE zostanie poprzedzona publikacją raportu Parlamentu Europejskiego, który jest obecnie przygotowywany przez posłankę Marię Spyraki¹². Warto wspomnieć, że Anna Zalewska, polska posłanka do PE, bierze udział w pracach nad raportem PE jako sprawozdawczyni pomocnicza z ramienia Grupy Europejskich Konserwatystów i Reformatorów.

Rekomendacje dla polskich koncernów gazowych

1. Przystąpienie do OGMP2.0 oraz współpraca z innymi europejskimi koncernami gazowymi. Dotychczas żadna polska firma nie uczestniczy w tej dobrowolnej inicjatywie. Przystąpienie do OGMP ma wiele zalet: stanowi szansę na przygotowanie się do unijnych regulacji, zanim zostaną one wprowadzone w życie, oraz szansę na korzystanie z doświadczeń innych firm

w zakresie technologii pomiaru emisji. Polskie firmy powinny także wykorzystać czas dobrej koniunktury na polskim rynku gazowym do budowania wizerunku odpowiedzialnych firm, na dialog ze społeczeństwem obywatelskim ze względu na szybko rosnącą świadomość wagi zmian klimatu wśród Polek i Polaków oraz na opracowanie strategii uwzględniającej zmianę ich roli w toku transformacji energetycznej.

2. Regulowanym operatorom zaleca się nawiązanie dialogu z Urzędem Regulacji Energetyki, tak aby wypracować zrozumienie, jaka część kosztów związanych z mierzaniem i redukcją emisji może zostać uznana za koszty uzasadnione przez regulatora. W czerwcu spodziewany jest raport CEER (*Council of European Energy Regulators*), który podsumowuje praktyki obecnie stosowane przez regulatorów w krajach UE.
3. Wprowadzenie nowych przepisów unijnych zwiększy popyt na usługi dotyczące mierzania, raportowania i weryfikacji emisji oraz LDAR, co stanowi potencjalną szansę na wzrost dla firm oferujących takie usługi lub może stanowić impuls do rozwoju działów zajmujących się badaniami i rozwojem w polskich koncernach gazowych.

Rekomendacje dla instytucji publicznych

1. Budowanie ekspertyzy w zakresie emisji metanu oraz sposobów ich ograniczenia, co będzie miało istotne znaczenie podczas negocjacji nad ostatecznym kształtem unijnych regulacji. Zachęcanie spółek Skarbu Państwa do podjęcia wczesnych przygotowań do unijnego procesu legislacyjnego.
2. Podjęcie debaty publicznej na temat roli gazu w transformacji energetycznej Polski w perspektywie zarówno 2030, jak i 2050 roku, także w kontekście realizacji Polskiej Strategii Wodowej. Można się spodziewać, że w przyszłości koncerny gazowe będą wystawione na większą presję ze strony społeczeństwa obywatelskiego w zakresie ich roli w osiągnięciu celów klimatycznych, dlatego ważne jest odpowiedzialne podejście do zagadnienia emisji metanu.
3. Wsparcie Komisji Europejskiej w działaniach międzynarodowych na rzecz ustanowienia struktur Międzynarodowego Obserwatorium Emisji Metanu.
4. Dialog ze spółkami Skarbu Państwa produkującymi węgiel koksujący oraz zachęcanie do przystąpienia do OGMP2.0 na wczesnym etapie, tak aby firmy te mogły uczestniczyć w tworzeniu zasad raportowania emisji.

Maria Olczak, pracownik naukowy we Florence School of Regulation, doktorantka na Queen Mary University of London, School of Engineering and Materials Science

¹ *United Nations Environment Programme*, UNEP.

² *United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition* (2021), *Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions*.

³ F. Simon, *Fossil gas 'has no viable future', EU's Timmermans says*, *Euractiv*, 26/03/2021. < <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/fossil-gas-has-no-viable-future-eus-timmermans-says/> > (dostęp: 31/05/2021).

⁴ *Natural gas consumption in Poland from 2005 to 2019*, *Statista* <<https://www.statista.com/statistics/703670/natural-gas-consumption-poland/>> (dostęp: 31/05/2021).

⁵ *Wariant bazowy oraz wariant dynamiczny*. Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata

2022–2031, Warszawa, kwiecień 2021, Część A, Wyciąg do konsultacji: < https://www.gaz-system.pl/fileadmin/centrum_prasowe/Aktualnosci/20210413_KDPR_2022_2031_wyciag_do_kosultacji.pdf > (dostęp 28/05/2021).

⁶ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu. COM(2020) 663 final. Bruksela, 14.10.2020.

⁷ *Measurement, reporting and verification*, MRV.

⁸ *Oil and Gas Methane Partnership*, http://ogmpartnership.com/sites/default/files/files/OGMP_20_Reporting_Framework.pdf (dostęp 06/06/2021).

⁹ Eurostat: < https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics > (dostęp: 04/06/2021).

¹⁰ *Methane policy recommendations for the European Union*, 8 May 2020, < https://www.repsol.com/imagenes/global/es/methane_policy_recommendations_european_union_tcm13-192770.pdf > (dostęp: 31/05/2021).

¹¹ *EU-Japan Summit - 27 May 2021, Towards a Green Alliance to protect our environment, stop climate change and achieve green growth*.

¹² Parlament Europejski: < <https://www.europarl.europa.eu/committees/en/product/product-details/20210409CDT05021> > (dostęp: 04/06/2021).

KOMENTARZ IGG

Strategia metanowa Unii Europejskiej

Polskie Centrum Metanowe (ICE-CMM) wzięło udział w konsultacjach publicznych Komisji Europejskiej dotyczących strategii metanowej, zaprezentowanej przez KE w październiku 2020 roku. Polskie ICE-CMM, działające w strukturze Izby Gospodarczej Gazownictwa, przygotowało kwestionariusz strategii metanowej, adresowany do swoich członków, a są nimi: PGNiG, GIG, INiG, PIG oraz JSW, a także do firm członkowskich IGG. Kwestionariusz nawiązuje do zagadnień poruszonych w strategii, która dotyczy emisji metanu z trzech sektorów – rolnictwa, odpadów i energetyki, jednak koncentruje się na redukcji emisji metanu w energetyce.

Prezentujemy fragmenty strategii metanowej UE (jasnym drukiem) oraz opinie i uwagi firm członkowskich Polskiego ICE-CMM (kursywą).

Dokument KE stwierdza, że większość jurysdykcji, w których obowiązują przepisy dotyczące metanu w odniesieniu do ropy naftowej i gazu ziemnego, w dużym stopniu opiera się na wymaganiach mających charakter nakazowy (takich jak monitorowanie, raportowanie i weryfikacja, wykrywanie nieszczelności i naprawa lub ograniczenia dotyczące spalania gazu w pochodni lub uwalniania do atmosfery) w celu osiągnięcia redukcji emisji. Alternatywnym podejściem do regulacji kwestii emisji metanu w sektorze energetycznym są wymogi oparte na wydajności, którymi ustanawia się obowiązkowe normy emisji dla przedsiębiorstw regulowanych (jak np. cele ustalone na poziomie poszczególnych przedsiębiorstw dla konkretnego sprzętu lub obiektu lub normy skuteczności spalania gazu w pochodni), ale nie określa się w nich sposobu osiągnięcia celu.

W ostatnim sprawozdaniu zawierającym zalecenia dotyczące regulacji w zakresie metanu Międzynarodowa Agencja Energetyczna stwierdza, że chociaż wymogi oparte na wydajności mogą przynieść rezultaty bardziej efektywne pod względem ekonomicznym, takie podejście często wymaga wprowadzenia szczegółowych wymogów dotyczących szacowania lub pomiaru metanu oraz zaawansowanego i solidnego systemu monitorowania i raportowania. Dotyczy to zwłaszcza wymogów opartych na wydajności, stosowanych na szeroką skalę, takich jak cel dotyczący wydajności na poziomie całego przedsiębiorstwa lub zakładu. MAE zaleca zatem, aby wymogi o charakterze nakazowym (takie jak monitorowanie, raportowanie i weryfikacja, wykrywanie nieszczelności i naprawa oraz ograniczenia dotyczące uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni) mogły stanowić użyteczny pierwszy krok na drodze do bardziej elastycznych i efektywnych ekonomicznie regulacji, ponieważ są one stosunkowo

proste do wdrożenia zarówno dla organu regulacyjnego, jak i przedsiębiorstw, jest bowiem jasne, co należy zrobić, aby się do nich dostosować, a organy regulacyjne względnie łatwo mogą ustalić, czy norma została spełniona. MAE dodaje, że takie wymogi mogą mieć znaczący wpływ na ogólną wielkość emisji, ale nie wymagają dokładnego podstawowego badania poziomu emisji ani solidnego systemu pomiaru i szacowania.

Takie podejście KE spotkało się z akceptacją respondentów.

Tak, w kwestii stworzenia wspólnego systemu monitorowania i raportowania. W przypadku górnictwa węgla kamiennego monitorowanie, raportowanie i weryfikacja oraz ograniczenia dotyczące uwalniania do atmosfery i spalania gazu w pochodni wydają się właściwym podejściem. Emisja metanu jest nierozdzielnie związana z wydobyciem węgla (zarówno energetycznego, jak i kamiennego) z pokładów metanowych. Obecnie kopalnie stosują rozwiązania mające na celu zarówno ograniczenie emisji metanu do atmosfery, jak i jego gospodarcze wykorzystanie.

Prawodawstwo powinno jasno regulować sposoby pomiaru i zasady inwentaryzacji emisji metanu, a także ograniczenia dotyczące uwalniania gazu do atmosfery lub spalania w pochodniach. Należy jednak zauważyć, że dane dotyczące emisji nie są jeszcze dostępne dla wszystkich regionów, mimo rozwoju technologii wykrywania i pomiaru emisji metanu. Wydaje się, że najcenniejsze byłoby wsparcie rozwoju nowych technologii pomiaru emisji metanu oraz wdrażania tych technologii przez przemysł. Monitorowanie emisji i jej raportowanie jest nieodzownym elementem związanym z działaniami dotyczącymi ograniczania emisji.

Pomiar i raportowanie należy uznać za podstawę wszelkich dalszych działań. Jedynie na podstawie wiarygodnych danych można rozważyć dodatkowe środki. Dane powinny być również podstawą do oszacowania potencjału redukcji emisji i określenia, jakie poziomy redukcji są proporcjonalne i możliwe do osiągnięcia.

Innym rodzajem instrumentu – zdaniem KE – który mógłby zostać wykorzystany do uregulowania emisji metanu w sektorze energetycznym w UE jest instrument ekonomiczny, skłaniający do działania poprzez dostarczenie zachęty finansowej, takiej jak np. dotacja lub ulga podatkowa. Na przykład w niektórych jurysdykcjach wprowadzono już obniżone podatki lub ukierunkowane zachęty finansowe i podatkowe w celu pobudzenia realizacji projektów związanych z metanem z opuszczonych kopalń.

Zachęta finansowa jest niezbędna dla skutecznego opracowania i wdrożenia efektywnych technologii związanych z ograniczeniem emisji metanu (CMM, AMM i VAM). Stworzenie funduszu mającego na celu wspomaganie inwestycji (badania oraz wdrożenia) w ograniczenie emisji metanu na poziomie KE wydaje się niezbędne. Dodatkowo, produkcja energii z metanu powinna np. zostać zwolniona z konieczności zakupu uprawnień do emisji CO₂ (dyrektywa w sprawie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) (2003/87/WE).

Najlepszym przykładem jest realizowany obecnie z własnych środków przez JSW S.A. duży projekt Gospodarczego Wykorzystania Metanu. Niestety, zgodnie z dyrektywą 2003/87, dwutlenek węgla wyemitowany podczas utylizacji (spalania) metanu w silnikach kogeneracyjnych o mocy zainstalowanej (powyżej 20 MW w paliwie) zobowiązuje JSW S.A. do uczestnictwa w systemie EU ETS i do poniesienia z tego tytułu dodatkowych kosztów. Szacuje się, że opłaty te spowodują wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w silnikach kogeneracyjnych o około 100%! Dlatego rozważane jest ograniczenie programu.

Projekty CMM w działających kopalniach stałyby się ekonomicznie opłacalne, gdyby zostały zwolnione z konieczności zakupu uprawnień do emisji zgodnie z dyrektywą w sprawie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) (2003/87/WE) dla CO₂ emitowanego po spalaniu CMM. Niektóre obiekty są już wykluczone, a mianowicie instalacje na biomasę i spalarnie odpadów, istnieje więc precedens do dokonywania takich wyłączeń w przypadku wyraźnych korzyści dla środowiska. Ponadto, planowana jest rewizja tej dyrektywy, więc istnieje możliwość wprowadzenia tej prostej poprawki.

W celu wysłania wyraźnego sygnału, że Komisja Europejska wspiera i promuje łagodzenie i wykorzystywanie CMM, KE mogłaby wziąć pod uwagę włączenie wykorzystania CMM do załącznika 3 do „Wytucznych w sprawie pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska i energii” 2014–2020 (2014/C 200/01), które mają być poddane przeglądowi i zostały już przedłużone do końca 2021 roku. Byłby to wyraźny sygnał dla państw członkowskich, że istniejące i przyszłe projekty, ograniczające emisje CMM w działających kopalniach, mogą i muszą być wspierane przez państwo.

Zachęty (takie jak dotacje czy ulgi podatkowe) bezpośrednio związane z celem redukcji emisji metanu mogą zachęcić firmy do wdrażania wewnętrznych wymagań dotyczących redukcji tych emisji (np. inwestycji w sprzęt pomiarowy i cyfryzację procesów).

KE stwierdza, że propozycje unijnych regulacji powinny opierać się na wypróbowanych i sprawdzonych regulacjach, które uznaje się za najlepsze praktyki i które z czasem przyniosły znaczące redukcje w zakresie emisji metanu. Komisja w komunikacie ogłosiła, że swoje wnioski ustawodawcze dotyczące monitorowania, raportowania i weryfikacji zamierza oprzeć na metodzie OGMP, istniejącej już globalnej, dobrowolnej inicjatywie przemysłu naftowego i gazowego, uznając ją za najlepszy istniejący instrument służący zwiększeniu zdolności przedsiębiorstw sektora energetycznego w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji. Nie istnieje jednak żadne porównywalne międzynarodowe ani europejskie wspólne inicjatywy branżowe, do których przystępują przedsiębiorstwa i które zobowiązują je (aczkolwiek na zasadzie dobrowolności) do prowadzenia kampanii na rzecz wykrywania nieszczelności i naprawy lub do ograniczenia uwalniania do atmosfery lub spalania gazu w pochodni.

Wszystkie środki związane z redukcją emisji metanu powinny być rozsądne, ale nie nadmiernie nakazowe, aby uniknąć zbyt dużych

obciążeń finansowych i technicznych. Komisja Europejska powinna unikać nakładania się przepisów dotyczących przedsięwzięć przy harmonizacji ram sprawozdawczości w zakresie emisji metanu. Biorąc pod uwagę, że nie wszystkie firmy uczestniczą w raportowaniu OGMP, a szczególne wymagania nie są dla nich dostępne, rozsądna byłaby ścisła współpraca Komisji Europejskiej z firmami i organizacjami gazowniczymi z krajów UE w celu opracowania zestawu dostępnych działań mających na celu redukcję emisji metanu na bazie doświadczeń branżowych. Biorąc pod uwagę ograniczoną świadomość wszystkich wymagań OGMP, powinny one być wprowadzane stopniowo, aby umożliwić przemysłowi przygotowanie się, a także ocenę kosztów administracyjnych ich wprowadzenia.

Odmienne technologie stosowane przy wydobywaniu i produkcji w przemyśle naftowym i gazowym i w przemyśle wydobywczym węgla kamiennego sprawiają, że podejście to też musi być odmienne. Różnice między sektorem ropy naftowej i gazu a sektorem węglowym są zbyt znaczące, aby zaadaptować metodykę OGMP 2.0. Istnieje wiele kwestii, które różnią się w znaczący sposób, takie jak rutynowe odpowietrzanie, spalanie w pochodniach itp. Powinna zostać opracowana nowa metodologia uwzględniająca specyfikę sektora węglowego. Taka metodologia powinna opierać się na danych zebranych ze wszystkich państw członkowskich, a przygotować ją powinien niezależny zespół ekspertów.

KE stawia też kwestię, które z istniejących regulacji dotyczących wykrywania nieszczelności i naprawy w odniesieniu do ropy naftowej lub gazu powinny również stać się przedmiotem jej rozważań.

Komisja powinna uwzględnić LDAR – A Best Practices Guide by Environmental Protection Agency, ponieważ dokument ten zawiera rozwiązania przygotowane do zastosowania w przemyśle naftowym i gazownictwie. Przepisy dotyczące LDAR mogłyby obejmować rodzaje urządzeń, które mogą być wykorzystywane do wykrywania wycieków. Jednak to firmy same powinny być w stanie wybrać najlepsze możliwe rozwiązania. Dlatego rozsądne byłoby stworzenie odpowiedniego zestawu narzędzi obejmującego cały możliwy sprzęt, uwzględniającego poszczególne branże i rodzaj elementu infrastruktury danego przedsiębiorstwa energetycznego. Wszelkie regulacje prawne i techniczne LDAR w UE powinny opierać się na zasadzie przejrzystości, neutralności technologicznej i w żaden sposób nie narzucać firmom wyboru konkretnego sprzętu. Interesariuszom w procesach LDAR należy podawać jedynie wymagania dotyczące zalecanych urządzeń, które powinni spełniać w celu wykrywania wycieków gazu i MRV. Wybór sprzętu w ramach LDAR powinien opierać się na analizie kosztów i korzyści dla danego przedsiębiorstwa w dialogu z odpowiednimi krajowymi organami regulacyjnymi państwa członkowskiego UE.

Ujednoczona częstotliwość kampanii LDAR ma na celu nie tylko kształtowanie przyszłych regulacji prawnych, ale jest także istotna w kontekście usprawnienia ewentualnych mechanizmów wsparcia finansowego redukcji emisji metanu w UE. Brak częstotliwości kampanii LDAR będzie skutkował procesem, w którym brakuje rzeczywistej kontroli i egzekwowania unijnych celów redukcji emisji metanu. Częstotliwość kampanii LDAR powinna zostać ustalona w dialogu z odpowiednimi stowarzyszeniami przemysłu gazu ziemnego oraz krajowymi organami regulacyjnymi w państwach członkowskich UE.

Wskazanie zalecanych ram czasowych naprawy wycieków gazu powinno zostać uwzględnione na szczeblu UE. Zaleca się stworzenie pewnej spójności co do potrzeby działania.

Kolejna kwestia poruszona w komunikacie KE to problem objęcia zakresem strategii metanowej eksporterów do UE. W komunikacie podkreślono, że zewnętrzne emisje dwutlenku węgla lub metanu związane z zużyciem gazu ziemnego w UE (tj. emisje uwalniane poza UE w celu wyprodukowania i dostarczenia gazu ziemnego do UE) mieszczą się w zakresie od trzykrotności do ośmiokrotności emisji w UE. W przypadku ropy

naftowej prawdopodobne jest, że nawet większa część emisji związanych z ropą naftową zużywaną w UE pochodzi spoza granic UE. Oznacza to, że jeśli UE chce objąć zakresem swoich regulacji wszystkie emisje metanu związane ze swoim zużyciem ropy naftowej i gazu, musi rozważyć nałożenie obowiązków bezpośrednio również na przedsiębiorstwa eksportujące gaz i ropę do UE albo nałożyć obowiązki na importerów gazu i ropy do UE.

Zdecydowanie tak, ponieważ inicjatywa ta zrówna warunki konkurencyjności przedsiębiorstw i gospodarek. W przeciwnym przypadku zostanie obniżona konkurencyjność firm europejskich w stosunku do firm spoza Wspólnoty.

Nałożenie tych samych obowiązków na podmioty spoza UE będzie bardzo trudne, zwłaszcza gdy zabraknie światowego standardu zapewniającego rzetelną ocenę emisji i przejrzystość procesu.

KE wskazuje możliwość wykorzystania narzędzi zapewnienia przejrzystości rynku, dostarczających informacji na temat ważnych źródeł emisji z całego świata, opracowanych z wykorzystaniem dostępnych informacji uzyskanych za pomocą technologii mogących zapewnić dokładne szacunki lub pomiary emisji metanu, takich jak dane satelitarne. Podkreślono, że unijny program Copernicus, mający na celu obserwację Ziemi, przyczynia się do poprawy pośredniej obserwacji przestrzeni powietrznej oraz monitorowania emisji metanu. Zaproponowano też, że program Copernicus może wnieść wkład w koordynowaną przez UE zdolność wykrywania i monitorowania globalnych źródeł nieproporcjonalnie wysokich emisji, które odnoszą się do konkretnego zakładu lub obiektu generującego nieproporcjonalnie wysokie emisje dla tego rodzaju zakładu lub obiektu. Na całym świecie 5% wycieków metanu w sektorach węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego odpowiada za 50% emisji w sektorze energetycznym. Technologia satelitarna ma kluczowe znaczenie dla identyfikacji tych hotspotów i kierowania wykrywaniem wycieków i naprawami w terenie, a także uzgadniania danych oddolnych z raportów przedsiębiorstw.

W komunikacie podkreślono również, że po uruchomieniu w 2025 roku misja programu Copernicus w zakresie monitorowania CO₂, która obejmuje konstelację trzech satelitów, będzie wspierać identyfikację mniejszych i częstszych źródeł emisji.

Finansowane przez rząd międzynarodowe obserwatorium emisji metanu jest obecnie ustanawiane przez Komisję Europejską we współpracy z Programem Narodów Zjednoczonych ds. Ochrony Środowiska (UNEP), Koalicją na rzecz Klimatu i Czystego Powietrza (CCAC) oraz Międzynarodową Agencją Energetyczną. Jego zadaniem będzie gromadzenie, uzgadnianie, weryfikowanie i publikowanie danych na temat antropogenicznych emisji metanu do atmosfery na szczeblu globalnym. Będzie ono odpowiedzialne również za opracowywanie i publikowanie wskaźnika dostaw metanu (MSI) na szczeblu unijnym i międzynarodowym, opierającego się na istniejących danych i danych przeniesionych z bilansów emisji poszczególnych państw, jak również danych satelitarnych, a z czasem wskaźnik można by uzupełniać o globalne dane dostarczane przez międzynarodowe obserwatorium emisji metanu. Celem wspomnianego MSI byłoby umożliwienie nabywcom dokonywania świadomych wyborów w zakresie intensywności emisji metanu pochodzących z kopalnych źródeł energii przed podjęciem decyzji o zakupie.

MSI, opracowany przez międzynarodowe obserwatorium emisji metanu, byłby przykładem instrumentu zapewniającego przejrzystość rynku.

Wydaje się, że istnieje coraz większe zapotrzebowanie na takie instrumenty, ponieważ wzrasta zainteresowanie kryteriami środowiskowymi przedsiębiorstw dostarczających energię pochodzącą z paliw kopalnych, zwłaszcza w odniesieniu do ropy naftowej i gazu ziemnego, w celu określenia roli, jaką mogłyby one odegrać w zmierzaniu do neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla. Niedawno pojawiły się przykłady takiego zainteresowania, szczególnie w odniesieniu do intensywności emisji metanu z niektórych źródeł gazu ziemnego.

Należałoby wówczas zbadać możliwość ewentualnego wykorzystania takich informacji. W połączeniu z danymi dotyczącymi importu pa-

liw kopalnych do poszczególnych państw członkowskich umożliwiłoby to przynajmniej nabywcom, rządowi, obywatelom i konsumentom uzyskanie przejrzystości w zakresie intensywności emisji metanu z importowanych paliw kopalnych i prawdopodobnie stanowiłoby zachętę dla rynków do korzystania z energii pochodzącej z paliw kopalnych o niskiej intensywności emisji metanu. W najbardziej skrajnym przypadku mogłoby to stanowić podstawę do uzależnienia importu energii pochodzącej z paliw kopalnych do UE od określonego poziomu intensywności emisji metanu. Powszechne publikowanie i uznawanie takich danych mogłoby stanowić silną zachętę dla operatorów do wprowadzenia skutecznych regulacji i redukcji swoich emisji metanu.

Odczyty stężenia metanu z satelitów Copernicus Sentinel 5P z całego świata są obecnie przetwarzane w celu zidentyfikowania dużych źródeł emisji, takich jak eksploatacja złóż ropy naftowej, gazu i węgla, a wyniki są publikowane w mediach. Ostatnio na przykład doprowadziło to do ujawnienia, że liczba dużych wycieków metanu z sektora ropy naftowej i gazu na całym świecie wzrosła o prawie jedną trzecią w okresie ośmiu miesięcy 2020 roku. Zapewnienie platformy publicznego dostępu do informacji z takich źródeł, np. poprzez opracowaną w przyszłości stronę internetową międzynarodowego obserwatorium emisji metanu, z wykorzystaniem satelitów i we współpracy z przedsiębiorstwami zajmującymi się przetwarzaniem danych, oraz instrumentu takiego jak MSI, umożliwiającego nabywcom energii pochodzącej z paliw kopalnych dokonywania bardziej świadomych wyborów można uznać za bardzo użyteczne działania.

Powinny one odgrywać główną rolę i być kluczowym instrumentem dostarczającym sektorowi energetycznemu zachętę do redukcji emisji metanu. Jednolite standardy dotyczące emisji metanu, obowiązujące wszystkie kraje/przedsiębiorstwa/odbiorców, są kluczowe w aspekcie dążenia do obniżenia emisji metanu poprzez rzetelną identyfikację stanu faktycznego.

Kolejną kwestią w ogłoszonym dokumencie UE jest ustawodawstwo dotyczące odpowietrzania i pochodni. Jak ogłoszono w komunikacie, odpowietrzanie i rutynowe spalanie powinny być ograniczone do nieuniknionych okoliczności, na przykład ze względów bezpieczeństwa, i rejestrowane w celach weryfikacyjnych. Do odpowietrzania i pochodni należy podejść zarówno z perspektywy wewnętrznej krajowej produkcji, przesyłu i dystrybucji, jak i z perspektywy UE, będącej importerem gazu kopalnego na dużą skalę, dla którego odgazywanie i spalanie w pochodniach stanowią główny gaz cieplarniany źródła emisji.

Wentylacja jest największym pojedynczym źródłem emisji metanu w sektorze ropy i gazu, odpowiedzialnym aż za 4,7 Bt ekwiwalentu CO₂ na świecie. Oprócz uwalniania gazów odlotowych odpowietrzanie służy również do równoważenia ciśnień w infrastrukturze gazowej, zwłaszcza w dystrybucji i przesyśle.

Chociaż odpowietrzanie jest ważnym czynnikiem przyczyniającym się do emisji zarówno w sektorze naftowym, jak i gazowym, obecnie większość spalania znana jest jako rutynowe i występuje podczas normalnych operacji wydobycia ropy naftowej. Szacuje się, że co roku na całym świecie spalanych jest 145 mld m³ gazu, co stanowi około 30% rocznego zużycia gazu w Unii Europejskiej.

Udział gazu spalonego podczas spalania pochodni jest nazywany „wydajnością pochodni”, tj. stosunkiem masowego natężenia przepływu metanu w spalinach pochodni do masowego natężenia przepływu metanu w resztkowym strumieniu gazu, który jest spalany. Teoretycznie ponad 99% gazu jest spalane, gdy proces odbywa się w optymalnych warunkach. Jednak w rzeczywistych warunkach spalanie pochodni może być znacznie mniej wydajne z powodu nieoptymalnej dynamiki spalania (np. zmienna zawartość ciepła, niestabilność płomienia). W rezultacie mogą zostać uwolnione znaczne ilości metanu (tzw. wyciek metanu) wraz z innymi silnymi gazami cieplarnianymi. Komunikat UE w sprawie dotyczącej zmniejszenia emisji metanu zapowiada ponadto, że kwestia wydajności spalania pochodni zostanie potraktowana priorytetowo.

Wypalanie pochodni w UE stanowi zaledwie 0,17% całkowitego spalania na świecie, jako że jest to w przeważającej mierze problem w odniesieniu do łańcuchów dostaw powiązanych z UE, a nie wewnątrz UE.

Niemniej jednak zajęcie się emisjami pochodzącymi zarówno z wentylacji, jak i pochodni w UE może pomóc w osiągnięciu celów związanych z redukcją krajowych gazów cieplarnianych i w poprawie lokalnej jakości powietrza.

Potrzebny jest wspólny zestaw definicji i parametrów odpowietrzania i spalania. Wentylacja jest niezbędna dla prawidłowego i bezpiecznego działania zakładów górniczych. Taki zestaw definicji, być może, pomoże odróżnić różne gałęzie sektora energetycznego.

Zestaw wspólnych definicji jest bardzo ważny. Definicje wycieku gazu ziemnego w państwach członkowskich UE są znacząco różne. Podobnie będzie w przypadku zestawu definicji i parametrów odpowietrzania i spalania, co przełoży się na metody raportowania emisji metanu, w tym publikację danych z procesów przemysłowych. Różne definicje pozwalają na różną interpretację przepisów dotyczących m.in. parametrów odpowietrzania i spalania w pochodniach na poziomie krajów członkowskich UE. Stanowisko UE zawiera sugestie, by prawodawstwo UE zawierało przepisy dotyczące kar, jeżeli niezależne monitorowanie i weryfikacja wykryją błędne raportowanie emisji z odpowietrzania i spalania przez przedsiębiorstwa podlegające jurysdykcji UE. Nie popieramy wprowadzania kar i obciążeń. W Polsce raportuje się emisję metanu m.in. w ramach Krajowego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (PRTR).

Krajowy Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń został utworzony na mocy art. 236a ustawy z 27 kwietnia 2007 roku. Prawo ochrony środowiska, jako element Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń, o którym mowa w rozporządzeniu (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 stycznia 2006 roku w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniającym dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 33 z 04.02.2006, s. 1, z późn.zm.).

Europejski Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń wdraża na szczeblu Unii Europejskiej protokół PRTR EKG ONZ, podpisany przez Wspólnotę Europejską i 23 państwa członkowskie w maju 2003 roku w Kijowie, który jest protokołem do konwencji z Aarhus. Rozporządzenie ustanawia na poziomie Wspólnoty zintegrowany rejestr uwalniania i transferu zanieczyszczeń w postaci publicznie dostępnej elektronicznej bazy danych.

Na mocy ww. rozporządzenia oraz przepisów ustawy „Prawo ochrony środowiska” prowadzący instalację obowiązani są w terminie do 31 marca roku następującego po danym roku sprawozdawczym do przekazywania wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska informacji niezbędnych do tworzenia Krajowego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń.

Krajowy Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń prowadzi główny inspektor ochrony środowiska, który co roku przekazuje Komisji Europejskiej sprawozdanie zawierające informacje o uwolnieniach i transferach.

Rozporządzenie E-PRTR ma na celu poprawę publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska poprzez ustanowienie spójnego i zintegrowanego Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń, przyczyniając się tym samym ostatecznie do zapobiegania zanieczyszczeniom środowiska i ich ograniczania, jednocześnie zapewniając potrzebne informacje decydentom, a także ułatwiając udział społeczeństwa w podejmowaniu decyzji dotyczących środowiska.

Zgodnie z wytycznymi dotyczącymi wdrażania E-PRTR, każda z kopalń JSW S.A. zgłasza w sprawozdaniu PRTR uwolnienia metanu, będące sumą emisji tego zanieczyszczenia do powietrza ze wszystkich instalacji (rodzajów działalności z załącznika I do rozporządzenia 166/2006), prowadzonych na terenie zakładu, w przypadku przekroczenia wartości progowej, czyli 100 000 kg/rok.

Raportowana jest również emisja metanu do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE).

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy z 17 lipca 2009 roku o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, podmiot korzystający ze środowiska, którego działalność powoduje emisje, sporządza i wprowadza do krajowej bazy, w terminie do końca lutego każdego roku, raport zawierający informacje (wskazane w art. 6 ust. 2 pkt 1–10) dotyczące poprzedniego roku kalendarzowego.

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami jest ośrodkiem w strukturach Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowego Instytutu Badawczego. Jednym z podstawowych zadań KOBIZE jest administrowanie unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji w Polsce. KOBIZE prowadzi również krajową bazę, w której zbierane są dane o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji i parametrach z nimi związanych. Odpowiada za wykonywanie corocznych krajowych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i innych substancji, a także innych raportów, m.in. w ramach konwencji UNFCCC zgodnie z wymaganiami Protokołu z Kioto.

Korzyści z poprawy monitorowania i raportowania w zakresie emisji metanu dzięki przepisom UE polegałyby na lepszym zrozumieniu, gdzie i w jaki sposób dochodzi do emisji w sektorze energetycznym. Takie zrozumienie może stanowić podstawę do skutecznego ograniczenia emisji i doprowadziłoby do osiągnięcia większych redukcji emisji metanu w tym sektorze, ze wszystkimi wynikającymi z tego korzystnymi skutkami dla środowiska, zdrowia i bezpieczeństwa.

Emisje nieorganizowane z nieszczelnych urządzeń, infrastruktury lub zamkniętych i opuszczonych zakładów, a także emisje z uwalniania do atmosfery i niepełnego spalania metanu stanowią większość emisji metanu w sektorze energetycznym, dlatego włączenie do prawa UE środków łagodzących opartych na najlepszych praktykach, ukierunkowanych na te obszary emisji metanu, mogłoby potencjalnie doprowadzić do znacznej redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym.

Informacje na temat skali i rozkładu kosztów związanych z pomiarem, raportowaniem i ograniczaniem emisji metanu byłyby pomocne, aby zapewnić priorytetowe traktowanie środków efektywnych pod względem kosztów – jeżeli jest to wykonalne – oraz aby podjąć próbę znalezienia właściwej równowagi między kosztami regulacyjnymi, kosztami przestrzegania przepisów (bezpośrednimi i pośrednimi, np. poprzez utratę konkurencyjności), kosztami społecznymi, kosztami związanymi ze środowiskiem i innymi istotnymi kosztami w celu skutecznego kształtowania polityki.

Obecnie jedynym publicznie znanym źródłem informacji o kosztach związanych z ograniczaniem emisji metanu w sektorze energetycznym jest Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE), która publikuje bazę danych na temat emisji metanu (*Methane Tracker*), zawierającą krajowe i regionalne szacunki dotyczące emisji metanu oraz koszty redukcji w przypadku emisji metanu związanych z ropą naftową i gazem kopalnym w podziale na środki łagodzące. Wynika z niej, że 73% globalnych emisji metanu można zredukować za pomocą dostępnych technologii i metod, a 40% bez ponoszenia kosztów netto (przy cenach gazu ziemnego z 2019 roku). W przypadku Europy szacunki te przedstawiają się podobnie – łącznie można zredukować 72% emisji metanu, a 37% bez ponoszenia kosztów netto. Obejmuje to wiele środków łagodzących, ukierunkowanych na różne części łańcuchów dostaw energii. Szacunki MAE koncentrują się na kosztach redukcji emisji związanych z ropą naftową i gazem kopalnym. Z modelu opracowanego przez KE wynika, że do 2030 roku możliwe jest ograniczenie emisji metanu o 37% w stosunku do poziomu z 2005 roku, przy czym znaczna część tego potencjału przypada na sektor energetyczny.

Nie są jednak znane publicznie dostępne źródła informacji na temat rzeczywistych kosztów redukcji emisji w sektorze energetycznym, które odzwierciedlałyby te koszty na poziomie przedsiębiorstw/operatorów. Na przykład nie ma obecnie publicznie dostępnej wiedzy na temat kosztów osiągnięcia wyższego standardu monitorowania i raportowania OGMP

w zakresie emisji (lub faktycznie wykazów IPCC dotyczących gazów cieplarnianych), nawet w przypadku typowej spółki naftowej lub gazowej. Nie istnieją również żadne źródła informacji na temat kosztów wykrywania i naprawy wycieków w UE czy gdziekolwiek indziej ani na temat skutków finansowych związanych z wprowadzeniem przepisów ograniczających spalanie gazu w pochodni dla bezpieczeństwa. Kwestia ta dotyczy także segmentu biogazu/biometanu.

Z pewnością wystąpią korzyści środowiskowe, lecz należy mieć na uwadze, że emisja metanu w krajach UE jest nieporównywalnie mniejsza niż w pozostałych regionach i podjęcie wysiłku redukcji tej emisji w Europie, przy braku podobnych inicjatyw u innych emitentów, zasadniczo obniży wpływ tych działań na ograniczenie zmian klimatu w skali świata. Ponadto, zmuszenie podmiotów gospodarczych w UE do ponoszenia znacznych kosztów związanych z redukcją emisji, w przypadku braku konieczności realizacji takich samych obowiązków przez podmioty spoza UE, obniży konkurencyjność gospodarki europejskiej i skutkować będzie utratą tysięcy miejsc pracy. A na przykład węgiel i tak zostanie wydobyty (o czym świadczą światowe dane dotyczące wydobycia węgla i generacji energii z tego surowca), lecz w innych regionach świata.

Przemysł biogazu/biometanu powinien podlegać tym samym zasadom LDAR i MRV, jakim podlegają inne branże. Powinien być w równym stopniu zaangażowany w podział kosztów redukcji emisji metanu i innych szkodliwych dla środowiska gazów cieplarnianych. Jednak wymogi lub zasady w zakresie pomiarów i sprawozdawczości powinny być wprowadzane w sposób proporcjonalny, nieograniczający rozwoju tego sektora.

UE rozważa także prawodawstwo w zakresie ograniczania emisji z sektora węglowego. Według szacunków bazy danych MAE *Methane Tracker*, światowa całkowita emisja metanu z sektora węglowego wynosi 39 Mt rocznie, co stanowi 9% światowych emisji metanu. W Europie 34% emisji metanu w sektorze energetycznym stanowią emisje niezorganizowane z sektora węglowego, wynoszące około 1,1 Mt zgłoszonych emisji dla UE-27 (z czego 57% pochodzi z Polski). Emisje niezorganizowane pochodzą z kopalń odkrywkowych, podziemnych, działalności poeksploatacyjnej i kopalń opuszczonych. Kopalnie podziemne stanowią największe źródło zgłaszanych emisji z sektora węglowego (87%).

W kopalniach podziemnych wycieki metanu stanowią istotny problem dla zdrowia i bezpieczeństwa, ponieważ przy pewnych stężeniach metanu w powietrzu mogą prowadzić do wybuchów. W produkcji uwalniany jest metan uwięziony w złożach węgla, zwany także metanem kopalnianym. Po wstrzymaniu produkcji i opuszczeniu kopalni przez długi okres nadal uwalniany jest metan, określany jako metan z opuszczonych kopalń.

Od 1990 roku niektóre kraje UE, takie jak Niemcy, Wielka Brytania, a także Czechy, znacznie ograniczyły emisje metanu generowane przez przemysł węglowy. Dla porównania: w Rumunii nie odnotowano żadnych zmian, a w Polsce emisje metanu z przemysłu węglowego zostały zredukowane tylko o około 17%. Według niektórych prognoz, ograniczenie produkcji węgla spowoduje spadek emisji metanu z produkcji węgla. Wyniki ostatnich badań pokazują jednak, że poziomy tych emisji mogą być obecnie niedoszacowane i prawdopodobnie wzrosną w przyszłości z powodu ciągłej emisji metanu z opuszczonych kopalń oraz eksploatacji głębszych i bardziej gazowych złóż w związku z wyczerpywaniem się płytkich zasobów węgla.

Ograniczanie emisji metanu kopalnianego może stanowić wyzwanie, ponieważ stężenie metanu w emisjach w czynnych kopalniach jest często bardzo niskie i może ulegać wahaniom pod względem jakości i ilości. Im niższe stężenie metanu, tym trudniejsza technicznie i bardziej kosztowna jest jego redukcja.

Obecnie nie ma ogólnounijnych przepisów ograniczających emisję metanu kopalnianego ani w trakcie działania kopalni, ani po ich zamknięciu. W niektórych państwach członkowskich obowiązują przepisy krajowe ma-

jące na celu ograniczenie strat niezorganizowanych emisji metanu przy produkcji węgla. W Niemczech metan kopalniany i metan z opuszczonych kopalń są traktowane jako źródło odnawialne i kwalifikują się do taryf gwarantowanych, jeśli są wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej. W Wielkiej Brytanii przepisy przewidują ulgi podatkowe w przypadku projektów wykorzystujących metan kopalniany. We Francji metan kopalniany jest również wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i objęty jest taryfami dla odnawialnych źródeł energii.

Unia Europejska finansuje wiele projektów z zakresu badań i rozwoju, mających na celu wprowadzenie ulepszonych narzędzi kontroli emisji metanu. Zapowiedziany wniosek KE w sprawie reformy Funduszu Badawczego Węgla i Stali również stanowi wsparcie badań w tej dziedzinie. Ponadto, inicjatywa dla regionów górniczych w okresie transformacji, która obecnie stanowi część platformy sprawiedliwej transformacji, może posłużyć jako forum na potrzeby omawiania dobrych praktyk i najlepszych dostępnych technik.

Emisja metanu z kopalń podziemnych powinna być oparta na pomiarach ilości metanu w szybach wydechowych.

Jakkolwiek ograniczenie emisji metanu z kopalń jako gazu cieplarnianego ma uzasadnienie w postaci ograniczenia zmian klimatu, to przerzucenie kosztów tych działań na przedsiębiorców górniczych spowoduje upadek tego przemysłu w UE (w tym także węgla kokowego) i utratę tysięcy miejsc pracy. Nie wpłynie to jednak na światowy poziom wydobycia i związaną z nim emisję metanu, przez co w skali świata nie przyniesie oczekiwanego skutku w postaci redukcji emisji metanu. Istnieje możliwość redukcji emisji metanu z czynnych i zamkniętych kopalń pod warunkiem wdrożenia instrumentów wspierających.

Uwalnianie metanu kopalnianego do atmosfery jest typowym procesem związanym z eksploatacją węgla, ponieważ nie jest możliwe przedekspluatacyjne ujęcie całości metanu towarzyszącego pokładowi węgla. Jest to więc zjawisko nieuniknione.

Metan uwolniony do atmosfery (VAM) mógłby być w całości ujęty, lecz obecnie nie są dostępne technologie jego ujęcia i wykorzystania (niskie stężenie w powietrzu kopalnianym, problemy ujęcia całości powietrza wychodzącego z kopalni).

Koszty ograniczenia VAM (metanu w powietrzu wentylacyjnym) są bardzo wysokie. Dostępne technologie utylizacji i gospodarczego wykorzystania metanu z powietrza wentylacyjnego nie są ekonomicznie uzasadnione. Na razie projekty wykorzystania VAM wymagają dotacji na badania oraz dotacji i dopłat podczas eksploatacji.

Cenna byłaby inicjatywa mająca na celu wsparcie projektów badawczych/wdrożeniowych mających na celu opracowanie innowacyjnych technologii utylizacji VAM.

W zależności od przepuszczalności górotworu możliwe jest stosowanie przedekspluatacyjnego odmetanowania czy odmetanowania realizowanego w trakcie eksploatacji pokładów węgla. Efektywność tych procesów może być różna, z tym że w górnictwie europejskim odmetanowanie przedekspluatacyjne nie jest stosowane (duża głębokość i mała przepuszczalność), a odmetanowanie eksploatacyjne charakteryzuje się efektywnością około 34-procentową dla górnictwa polskiego. Istnieją technologie zwiększania efektywności odmetanowania (np. szczelinowanie górotworu), lecz są one nieefektywne i ich zastosowanie nie doprowadzi do 100-procentowego ograniczenia uwalniania się metanu do atmosfery. Metan nieujęty systemem odmetanowania staje się metanem wentylacyjnym (VAM), którego wychwyty i spalanie jest trudne technologicznie. Część metanu wydzielającego się bezpośrednio z calizny węglowej podczas eksploatacji musi zostać rozrzedzona i odprowadzona do atmosfery z powietrzem wentylacyjnym (VAM).

Regulacje emisji metanu w sektorze gazu w USA

Bartosz Arabik

Regulacja emisji metanu pochodzącego z sektora wydobywczego w USA, ze względu na znaczący wpływ tego gazu na efekt cieplarniany, ponownie zajmuje istotne miejsce w toczącej się debacie klimatycznej w tym kraju. Wygrana prezydenta J. Bidena i Partii Demokratycznej w wyborach do obu izb Kongresu zmieniła układ sił na scenie politycznej, czemu towarzyszy odmienne podejście do kwestii regulacji emisji towarzyszących wydobyciu ropy i gazu.

Według danych amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska (EPA), emisje gazów cieplarnianych w 2019 roku wyniosły 6,6 mld ton metrycznych ekwiwalentu CO₂, z czego metan pochodzący z działalności człowieka stanowił 10 procent¹. Największe emisje metanu w USA pochodzą z sektora rolnego – 252 mln ton metrycznych ekwiwalentu CO₂². Metan pochodzący z sektora gazowniczego (produkcja, transport, magazynowanie) wyniósł w 2019 roku 157,6 mln ton metrycznych ekwiwalentu CO₂³.

Mimo znaczącego wzrostu produkcji węglowodorów i wzrostu emisji metanu z sektora rolnego całkowite emisje tego gazu w USA spadły – według danych EPA – od 1990 do 2019 roku o 15 procent. Nie zmienia to jednak faktu, że jego monitoring oraz regulacje mające na celu redukcję emisji skupiają uwagę nie tylko organizacji środowiskowych, ale również rządu.

Regulacja dopuszczalnych poziomów emisji metanu w Stanach Zjednoczonych istnieje na dwóch poziomach, tj. stanowym i federalnym, i ma dwa wymiary, tj. ograniczenie marnotrawienia gazu (*waste*) oraz ochronę przed zanieczyszczeniami (*pollution*). Ponadto, redukcja jego emisji odbywa się poprzez wiążące regulacje prawne (*EPA Greenhouse Gas Reporting Program – GHGRP*), a także dobrowolne, promowane przez główne stowarzyszenia i spółki wydobywcze, inicjatywy sektorowe (*ONE Future Coalition, The Environmental Partnership*) oraz dobrowolne programy EPA (*Methane Challenge i Natural Gas STAR*).

20 stycznia 2021 roku prezydent J. Biden – pierwszego dnia na stanowisku – wydał dekret wykonawczy nr 139900, dotyczący ochrony zdrowia publicznego i środowiska oraz przywrócenia roli nauki do walki ze zmianami klimatu⁴. W tym akcie prawnym nakazuje on właściwym organom administracji federalnej przegląd obowiązujących regulacji, negatywnie wpływających na walkę ze zmianami klimatycznymi i wycofanie, zawieszenie lub zmianę tych przepisów. Jedną z pierwszych regulacji, które mają zostać zmienione jest regulacja EPA z 15 września 2020 roku, dotycząca poziomów emisji metanu dla nowych instalacji w sektorze ropy i gazu – *Oil and Natural Gas Sector: Emission Standards for New, Reconstructed, and Modified Sources Reconsideration*⁵. Przepisy te ogłoszone zostały przez ówczesnego szefa EPA, Andrew Wheelera, w Pittsburghu w Pensylwanii 13 sierpnia 2020 roku w trakcie trwania prezydenckiej

kampanii wyborczej. Znacząco zmieniały one wcześniej obowiązujące przepisy z lat 2016 i 2012, przyjęte przez administrację prezydenta B. Obamy. Z regulacji emisji metanu z nowych instalacji wyłączony został segment przesyłu i magazynowania gazu oraz osłabione zostały wymagania w zakresie emisji metanu z segmentu produkcji i przerobu. Złagodzone zostały przepisy dotyczące monitorowania wycieków, terminów ich napraw, a także serwisowania instalacji kompresorowych.

Ze względu na wymagane prawem szerokie konsultacje proces zmiany przepisów wykonawczych jest długotrwały. 28 kwietnia 2021 roku Senat przyjął rezolucję na podstawie ustawy *Congresional Review Act*, uchylającą łagodne standardy dotyczące emisji metanu, wdrożone przez EPA we wrześniu 2020 roku. Oznacza to, że po przyjęciu tej rezolucji także przez Izbę Reprezentantów, co wydaje się formalnością, i podpisie prezydenta, przestaną one obowiązywać. To będzie oznaczać, że ponownie wiążące staną się poprzednie regulacje EPA, przyjęte w latach 2012 i 2016. Przewidują one obowiązek regularnego (co sześć miesięcy) monitorowania gazociągów i zbiorników oraz innego sprzętu zainstalowanego po 2015 roku pod kątem ewentualnych wycieków, nakazują też naprawienie wszelkich nieszczelności w okresie 30 dni od ich wykrycia.

Ponadto, prezydencki dekret nr 139900 przewiduje wdrożenie nowych regulacji, które w przyszłości wprowadzą kompleksowe poziomy dopuszczalnych emisji metanu z już działających instalacji, włączając w to wydobycie, transport i magazynowanie. Nowe propozycje mają zostać zaprezentowane do września 2021 roku.

Oprócz regulacji sektora rząd federalny stara się także wspierać rozwój technologii, które pozwolą na osiągnięcie założonych celów. 8 kwietnia Departament Energii ogłosił, że jego agencja ARPA-E przeznaczy 35 mln dol. na rozwój projektów badawczych mających na celu ograniczenie emisji metanu w sektorze wydobywczym. Program REMEDY – *Reducing Emissions of Methane Every Day of the Year* – ma na celu wsparcie technologii, które ograniczą spalanie gazu na wiertniach oraz jego wypuszczanie do atmosfery w instalacjach wentylacyjnych kopalni węgla.

Oprócz obowiązujących regulacji na poziomie federalnym, poszczególne stany w dużym stopniu same regulują kwestie

związane z wydobyciem gazu, w tym emisji mu towarzyszących.

25 marca 2021 roku władze stanu Nowy Meksyk, po dwóch latach prac, opublikowały przepisy dotyczące emisji metanu. Przewidują one ograniczenie emisji tego gazu do dwóch procent w całym łańcuchu produkcji do 2026 roku poprzez zakaz rutynowego spalania gazu na świeczce lub jego wypuszczania do atmosfery (*flaring i venting*), dodatkowe wymagania w zakresie raportowania oraz zwiększenia częstotliwości inspekcji infrastruktury i krótsze okresy na naprawę wykrytych wycieków. Wyjątki wprowadzono dla odwiertów niskoprodukcyjnych, charakteryzujących się niskimi emisjami⁶.

18 lutego w stanie Kolorado przyjęte zostały przepisy nakładające obowiązek stosowania zeroemisyjnych pneumatycznych kontrolerów, które umożliwiają otwieranie i zamykanie zaworów na wiertniach. Oprócz konieczności ich stosowania na nowych instalacjach, w dwa lata mają one zastąpić obecnie używane, a niespełniające wymogów urządzenia⁷.

W Teksasie, który odpowiada za ponad połowę emisji metanu spowodowanych spalaniem gazu na wiertniach oraz wypuszczaniem go do atmosfery, za regulacje emisji metanu odpowiada *Texas Railroad Commission* (RRC) oraz *Texas Commission on Environmental Quality* (TCEQ). Przepisy w tym stanie są bardziej liberalne, bowiem umożliwiają wypuszczanie gazu do atmosfery, jeśli procedura trwa mniej niż 24 godziny. W przypadku konieczności spalania gazu na świeczce powyżej 10 dni od uruchomienia odwiertu niezbędne jest uzyskanie pozwolenia od RRC⁸. Działająca w tym stanie *Texas Methane & Flaring Coalition*, skupiająca wielu producentów gazu i wiele branżowych stowarzyszeń, w lipcu 2020 roku, na posiedzeniu RRC, przedstawiła rekomendacje dotyczące osiągnięcia celu, jakim jest zero rutynowych emisji gazu do atmosfery. Cel ten osiągnięty ma zostać do 2030 roku⁹.

Ze względu na rosnącą rolę polityki klimatycznej w Waszyngtonie, na Kapitolu pojawiło się kilka projektów ustaw, które mają na celu ograniczenie emisji metanu przez amerykański sektor wydobywczy. Złożony 9 marca 2021 roku przez senatora Sheldona Whitehouse'a (D-RI) projekt ustawy *Methane Emissions Reduction Act* (S. 645), nakłada na sekretarza skarbu obowiązek nałożenia opłat na emisje metanu z sektora wydobywczego. Autorzy uzasadniają projekt dużą szkodliwością metanu dla środowiska oraz większą nawet o 60 procent jego emisją z sektora wydobywczego, niż wskazują na to dotychczasowe szacunki EPA. Emisje metanu mają wynosić – według autora – 2,3 procent całkowitej produkcji gazu w USA, co oznaczać ma utratę 2 mld dol. rocznie¹⁰. Zgodnie z projektem ustawy, emisje wylizane byłyby dla każdego z basenów osobno, a opłaty uiszczane przez spółki wydobywcze zasilić miałyby fundusz do walki ze zmianami klimatu.

Projekt o tej samej nazwie w Izbie Reprezentantów złożył 3 marca 2021 roku *Fred Upton* (R-MI). Celem jego projektu ustawy jest redukcja emisji metanu z jego spalania lub wypuszczania do atmosfery podczas produkcji ropy i gazu. W projekcie wskazuje on na konieczność przeprowadzenia przez sekretarza energii kompleksowego programu, mającego na celu redukcję emisji metanu przy założeniu, że to stany mają wiodącą rolę w tym obszarze. Proponuje on wsparcie techniczne dla stanów oraz dla rozwoju technologii i dobrych praktyk ograniczających

spalanie gazu na wiertniach, a także utworzenie bazy, w której zawarte byłyby regulacje stosowane przez poszczególne stany¹¹.

Sektor wydobywczy w USA jest podzielony co do konieczności i skali regulacji emisji metanu. Ubiegłoroczną decyzją EPA, znacząco łagodzącą przepisy w tym zakresie, skrytykował *Exxon Mobil*, *BP* oraz *Royal Dutch Shell*. Z aprobatą przyjęta ona została przez małych producentów oraz *American Petroleum Institute* (API), największe zrzeszenie branżowe. Jednakże API w tym roku ogłosiło zmianę stanowiska i poparcie dla federalnych regulacji tego obszaru. Mali producenci, reprezentowani przez IPAA – *Independent Petroleum Association of America*, krytykują wszelkie federalne regulacje i najbardziej obawiają się objęcia przepisami już istniejących instalacji, co wymusi na nich dodatkowo inwestycje, na które – w ich ocenie – nie mogą sobie pozwolić. Duże spółki, walczące o utrzymanie znaczenia gazu w amerykańskiej polityce energetycznej, mocno akcentują swoje osiągnięcia w zakresie redukcji emisji metanu. *BP* twierdzi, że w mniej niż dwa lata w Basenie Permskim udało jej się zmniejszyć emisje metanu z 16 do 2 procent. *Exxon Mobil* deklaruje ograniczenie emisji w tym samym basenie dzięki zastosowaniu lepszego sprzętu oraz skuteczniejszego monitoringu z 4,7 do 1 procentu.

Istotne znaczenie walki ze zmianami klimatu w agendzie rządu federalnego i wielu stanów oraz stanowiska największych spółek wydobywczych powodują, że zaostrzenie przepisów dotyczących emisji metanu z sektora wydobywczego w USA staje się faktem, a jedyną wątpliwością pozostaje restrykcyjność oraz tempo wprowadzania tych regulacji. Biorąc pod uwagę trwający proces legislacyjny na poziomie UE, dotyczący tego samego zagadnienia, zasadne jest współdziałanie i prowadzenie konsultacji między UE a Waszyngtonem, które pozwoliłyby na wymianę najlepszych praktyk oraz opracowanie spójnych założeń przepisów, szczególnie w kwestii monitorowania, raportowania i weryfikacji danych dotyczących emisji metanu.

Autor jest I sekretarzem w Referacie ds. Bezpieczeństwa Energetycznego w Departamencie Współpracy Ekonomicznej Ministerstwa Spraw Zagranicznych.

Poglądy wyrażone w tym tekście są własnymi opiniami autora i nie mogą być interpretowane jako oficjalne stanowisko MSZ.

¹ <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>

² <https://www.ers.usda.gov/topics/natural-resources-environment/climate-change/>

³ <https://www.epa.gov/sites/production/files/2021-04/documents/factsheets-1990-2019.pdf>

⁴ <https://www.federalregister.gov/documents/2021/01/25/2021-01765/protecting-public-health-and-the-environment-and-restoring-science-to-tackle-the-climate-crisis>

⁵ <https://www.federalregister.gov/documents/2020/09/15/2020-18115/oil-and-natural-gas-sector-emission-standards-for-new-reconstructed-and-modified-sources>

⁶ <http://www.emnrd.state.nm.us/ocd/>

⁷ https://drive.google.com/file/d/1SctjhhaxdE0_K-fvrFudgOOvMuYis/view

⁸ https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/06/f75/Texas%20Flaring%20and%20Venting%20Regulations%20Fact%20Sheet_0.pdf

⁹ <https://texasmethaneflaringcoalition.org/news/>

¹⁰ <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/senate-bill/645?s=1&r=8>

¹¹ <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/1600?s=1&r=9>

Dlaczego walczymy z emisjami metanu?

Andrzej P. Sikora

Pierwsze wzmianki i badania – próba określenia, czy człowiek ma wpływ na zmiany klimatu – to koniec XIX wieku Europejska Wspólnota Gospodarcza zajęła się tym tematem praktycznie od chwili powstania w 1958 roku, opisując gazy cieplarniane¹ i definiując je między innymi jako:

- **parę wodną** – głównym gazem cieplarnianym (H_2O – oksydan), która odpowiada za około dwie trzecie naturalnego efektu cieplarnianego. W atmosferze ziemskiej molekuly wody wyłapują ciepło, które wypromieniowuje Ziemia, a następnie wysyłają je we wszystkich kierunkach, podnosząc temperaturę powierzchni ziemi, zanim zostanie ono w końcu wypromieniowane z powrotem w kosmos. Przyjęto, że działalność człowieka nie przyczynia się do wzrostu ilości pary wodnej w atmosferze (czyli chłodnia kominowa elektrowni jądrowej/węglowej emitująca parę wodną z chłodzenia procesu nie jest objęta systemem opłat za emisje),
- **metan** – drugim gazem powodującym wzmocnienie efektu cieplarnianego jest metan (CH_4). Jego pokłady w klatratkach metanu² są 100–300 razy większe niż zdefiniowane złoża, także łupkowe, gazu ziemnego. Od początku rewolucji przemysłowej stężenie metanu w atmosferze podwoiło się, co przekłada się na około 20% wzmocnienia efektu cieplarnianego. W krajach uprzemysłowionych metan stanowi zwykle 15% wszystkich gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery. W atmosferze przebywa znacznie (nawet dziesięciokrotnie) krócej niż CO_2 , rozkładając się właśnie do ditlenku węgla i wody. Jako gaz niebezpieczny – wybuchowy – bardzo często, szczególnie gdy towarzyszy procesom wydobycia węgla czy węglowodorów, nie jest wychwytywany, lecz spalany – flarowany. Naturalnie w przyrodzie produkowany jest on głównie przez bakterie żywiące się materią organiczną w warunkach niedoboru tlenu. Praktycznie nie walczono z emisjami metanowymi. Przy ocenie wpływu metanu na globalne ocieplenie stosuje się współczynnik GWP (*Global Warming Potential*), według którego potencjał cieplarniany metanu jest ponaddwudziestokrotnie większy od potencjału dwutlenku węgla. Krajowe prawo, czyli ustawa o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych również wskazuje metan jako gaz cieplarniany. Do tej pory jednak opłaty za emisje metanu w Polsce są bardzo niskie, obecnie 0,30 PLN za tonę (to około 150 000 PLN rocznie dla polskiego górnictwa). Pomysł drastycznego podwyższenia opłat w Polsce za emisję metanu pojawił się już w 2008 roku, jednak pod naciskiem środowisk górniczych rząd wycofał się z tej podwyżki, a później mocno lobbował za tym, aby metan nie był ujęty w unijnym systemie opłat.
- **dwutlenek węgla** – głównym źródłem wzmocnienia efektu cieplarnianego (przyjęto, że spowodowanego przez człowieka)

jest dwutlenek węgla (CO_2). Ogólnie, odpowiada on za ponad 60% tego zjawiska. W krajach uprzemysłowionych CO_2 stanowi ponad 80% wszystkich gazów cieplarnianych. W ostatnich ponad 30 latach nastąpił wzrost jego zawartości w atmosferze ziemskiej z 280 do nawet 430 ppm.

„Formalnie walka ze zmianami klimatu rozpoczęła się od ustanowienia Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC). Kolejny krok to ratyfikowanie w Kioto protokołu do konwencji. Wspólnota Europejska, będąca sygnatariuszem tego dokumentu, zobowiązała się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 8% w stosunku do 1990 roku. W Polsce Protokół z Kioto został ratyfikowany 2 grudnia 2002 roku (Dz.U. z 2002 r., nr 144, poz. 1207). Tym samym nasz kraj zobowiązał się do redukcji emisji gazów szklarniowych o 6% w odniesieniu do roku bazowego, jakim dla Polski jest rok 1988. Jednym z najważniejszych instrumentów służących realizacji przyjętych celów redukcyjnych na mocy dyrektywy 2003/87/WE było ustanowienie w Unii Europejskiej tzw. systemu handlu uprawnieniami do emisji (ang. *European Union Emission Trading Scheme* – EU ETS) [...]”. W praktyce skuteczność protokołu (jeśli chodzi o fizyczne redukcje emisji) była i jest niewielka, przy potężnym oddziaływaniu politycznym i socjologicznym. Najwięksi emitenci wycofali się (np. Kanada), ograniczyli stosowanie (Australia) czy drastycznie, wielokrotnie zwiększyli emisje (Chiny, Indie).

Na szczycie klimatycznym w Kopenhadze w 2009 roku, który miał uzupełnić Protokół z Kioto konkretnymi zobowiązaniami do ograniczenia emisji, nie udało się doprowadzić do żadnych wiążących ustaleń i powszechnie uznano go za niepowodzenie zagrożące wypełnieniu zobowiązań z Kioto. „W poczuciu humanizmu i zaangażowanie w dobrostan Ziemi, która żywi nas i pokolenia, które przyjdą po nas”³, 15 grudnia 2015 roku podpisano dokument końcowy szczytu klimatycznego ONZ w Katowicach. Był to jednak tylko kolejny, polityczny, by nie powiedzieć marketingowy, PR-owy znak, że istotnym wydarzeniem było przyjęcie do realizacji Porozumienia Paryskiego z 2015 roku – pierwszej światowej umowy klimatycznej, zobowiązującej rządy państw sygnatariuszy do działań na rzecz klimatu. Kraje te zobowiązały się wówczas, że podejmą działania na rzecz zatrzymania globalnego ocieplenia na poziomie dwóch stopni Celsjusza, a w razie możliwości 1,5 stopnia Celsjusza powyżej średniej temperatur sprzed rewolucji przemysłowej⁴.

Unia Europejska, mimo że zrzesza tylko 500 mln obywateli całego globu i w zależności od źródeł odpowiada za około 10% globalnej emisji dwutlenku węgla, niejako „od zawsze” walczy – czasami jako jedyna – z antropogenicznymi emisjami, zanieczyszczeniem przez człowieka środowiska naturalnego. Mieliliśmy, by wymienić tylko kilka ostatnich: Strategię Unii Energetycznej,

Pakiet Zimowy, Europejski Zielony Ład i taksonomię, która ma stanowić główne narzędzie wsparcia, także inwestorów, przedsiębiorców, w podejmowaniu „świadomych decyzji inwestycyjnych w kierunku bardziej zrównoważonych działań gospodarczych”. Taksonomia UE to ustanowienie systemu jednolitej klasyfikacji działań na rzecz zrównoważonego rozwoju. Jej ogólne ramy zostały nakreślone w przyjętym w czerwcu 2020 roku rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852, które wiąże w całości oraz jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

To odpowiedź na silne oddziaływanie młodego pokolenia na polityków, to próba skanalizowania ruchów ekologicznych, klimatycznych, zielonych, to walka z „ekologicznym pseudomarketingiem”.

Celem taksonomii UE jest ujednoczenie pojęć stosowanych do implementacji Europejskiego Zielonego Ładu do 2050 roku, ustanowienie jasnych kryteriów kwalifikacji, która ma być kluczem do ukierunkowania przepływu kapitałów publicznych i prywatnych w kierunku zrównoważonych inwestycji, aby zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem do 2050 roku Europa osiągnęła neutralność pod względem emisji dwutlenku węgla i ograniczyła emisje metanowe.

Zgodnie z ww. rozporządzeniem, działalność gospodarcza będzie kwalifikowana jako zrównoważona, gdy spełni następujące wymagania, zapewniając znaczący wkład w realizację co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych, którymi są:

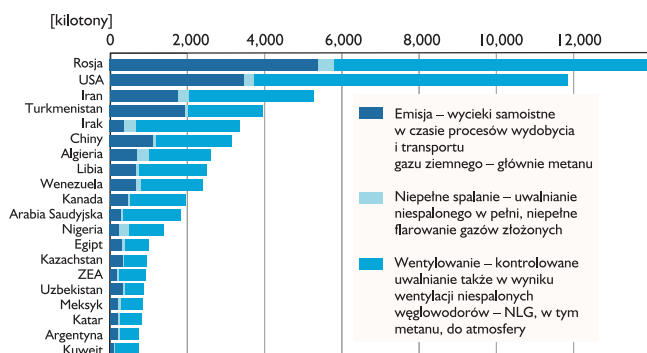
- łagodzenie skutków zmian klimatu,
- dostosowanie do zmian klimatu,
- zrównoważone wykorzystywanie oraz ochrona zasobów wodnych i morskich,
- przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym,
- zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola,
- ochrona oraz odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

Działalność gospodarcza nie może powodować znaczących szkód dla żadnego z powyższych celów środowiskowych, musi przestrzegać technicznych kryteriów oceny i zapewniać minimum gwarancji dotyczących zabezpieczenia społecznego i zarządzania.

A skoro tak, to gaz cieplarniany, metan, nie mógł zostać pominięty. To dlatego jest taka walka w Brukseli o zgodę na uznanie gazu ziemnego jako paliwa dostępnego, paliwa przejściowego w taksonomii.

To właśnie dlatego „na serio” politycy, na czele z Joe Bidenem – amerykańskim prezydentem – zaczęli wskazywać na konieczność walki z emisjami metanu. Nasuwa się natychmiast pytanie

Rysunek 1. Emisje metanowe w podziale na kraje



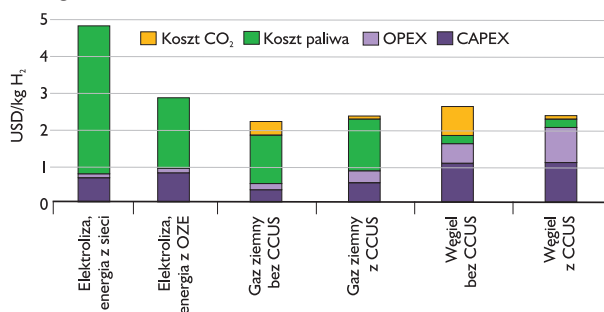
Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA; FT „Russia and the USE accounts for more than one third of global methane emissions”.

z gatunku retorycznych: czy para wodna z elektrowni atomowych, z procesów chłodzenia syntez jądrowych za 15–20 lat spotka się z podobnym problemem i koniecznością wprowadzenia podatku od emisji H₂O?

Na to wszystko nakłada się ofensywa wodorowa, rozgrzana w czasie niemieckiej prezydencji 2020 roku, podsycana dotychczas niespotykanymi środkami, dedykowanymi uzyskaniu zielonego wodoru jako paliwa, czy lepiej – surowca energetycznego. Wydaje się, uzgodniona ofensywa, bo mocno wspierana przez USA i Japonię.

Aby pisać o wodorze, który wraz z helem jest głównym budul-

Rysunek 2. Koszty produkcji wodoru w zależności od technologii [USD/kg H₂]



Źródło: IEA, *The Future of Hydrogen 2019*.

cem znanego nam „otoczenia”, należy wejść w obszar kosmologii, budowy Wszechświata i uzmysłowić sobie, że 95% otaczającego nas Wszechświata to ciemna energia i ciemna materia, a pozostałe 5% to galaktyki z Drogą Mleczną, gwiazdy, międzygalaktyczny gaz i nasz Układ Słoneczny (a w nim nasza staruszka Ziemia, która wydaje się nam z tego punktu widzenia oczywistym ewenementem, szczególnym przypadkiem, aby nie powiedzieć wybrykiem – anomalią). Znana nam materia, w tym neutrino, stanowią tylko 1% masy Wszechświata, bo pozostałe 4% to właśnie wodór i hel. Czysty wodór i czysty hel – a ma to ogromne energetyczne znaczenie.

Rachunek prawdopodobieństwa podpowie, że nasz Układ Słoneczny, Ziemia, jest wielokrotnie powtarzalną, ale jednak w bezmiarze Wszechświata anomalią. Może bardziej niż anomalią, lepiej pisać szczególnym przypadkiem, bo wodór na Ziemi uwięziony jest w związkach węglowodorowych, azotowych (amoniak – NH₃, czyli azan) i wodzie. W przeciwieństwie do Kosmosu, w ziemskiej przyrodzie praktycznie nie występuje samodzielnie.

Wodór to nośnik, magazyn energii. Staje się dostawcą energii, kiedy w procesach syntezy jądrowej (procesy na przykład zachodzące na Słońcu) w wyniku połączenia atomów wodoru w olbrzymich temperaturach staje się budulcem helu, wydając jednocześnie olbrzymie kwanty energii i wolnych neutronów. Reakcja termojądrowa jest głównym, poza energią grawitacyjną, źródłem energii Słońca – energii gwiazd. Ziemiom daleko do możliwości sterowania tym procesem, na razie opanowaliśmy jedynie destrukcję w postaci bomby wodorowej, a proces syntezy w laboratoriach osiągnął rekordowy sukces 18 sekund (poprzednio 4,6 sekundy)^{5, 6, 7}.

Dopóki...

Jako ludzkość, pielgrzymujemy. Czytelniku, czy masz świadomość uczestnictwa? Czy może, jak Norwid, zostawisz to kolej-

nym pokoleniom? Ludziom nauki, wszystkim młodym? Komu? Dlatego teraz apeluję do Was – chemików, fizyków, do Waszych otwartych umysłów. Czytelniku – stawiajmy na badania podstawowe, na badania własne, na silną współpracę z nauką! W mojej ocenie, synteza jądrowa to przyszłość, ale wodór jako nośnik energii (rozbitcie cząsteczki albo metanu wody na sitach/membranach w polu grawitacyjnym ciemnej materii, struktury płaskie (membrana grafenowa!), ciemna energia oraz magazynowanie energii to most

¹ http://ec.europa.eu/clima/sites/campaign/pdf/gases_pl.pdf.

² <https://www.kierunekchemia.pl/artukul,8480,czas-na-rewolucje-gaz-z-hydratow-metanu.html>

³ Michał Kurtyka, prezydent COP 24 w Katowicach, ft//rzw (2018), Dokument końcowy szczytu klimatycznego w Katowicach przyjęty, TVN24, <https://www.tvn24.pl/wiadomosci-ze-swiata,2/cop24-strony-przyjetydokument-koncowy-szczytu-w-katowicach,892704.html>

do tej syntezy, to tematy podstawowe, wprowadzające w czyste technologie. Energia (ciemna materia, ciemna energia), jak węgiel 200 lat temu, jak ropa 100 lat temu, jak dziś gaz ziemny i *natural gas liquids* wyznaczają kierunki rozwoju branży chemicznej. Uważam, że tylko rozwój technologii i innowacyjność pozwolą na swobodne wejście kolejnych generacji w erę kosmiczną i na podróż międzygalaktyczne.

Dr inż. Andrzej P. Sikora, Instytut Studiów Energetycznych sp. z o.o.

⁴ Sikora A. (2019), „Dopokąd...”, „Chemia Przemysłowa” nr 1/ (716); <https://www.kierunekchemia.pl/artukul,62923,dopokad.html>

⁵ <https://scitechdaily.com/korean-artificial-sun-kstar-fusion-reactor-sets-new-world-record/>.

⁶ <https://www.focus.pl/artukul/energia-gwiazd-na-ziemi?page=4>.

⁷ <https://www.cire.pl/item,171343,13,0,0,0,0,0,zapalic-slonce-na-ziemi-czyli-drugi-swiety-graal-fizyki.html>.

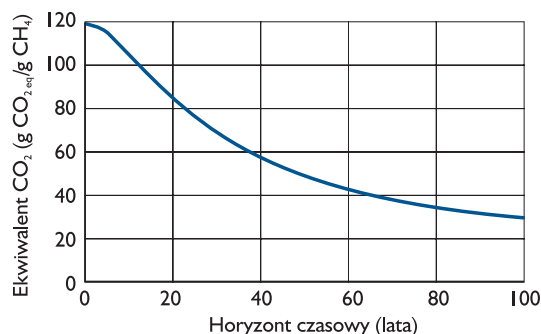
Polski system przesyłowy gazu ziemnego w kontekście nowej strategii UE na rzecz zmniejszenia emisji metanu

Rafał Kowalski, Adam Przybył, Karolina Golonka, Jan Paweł Dębski, Sylwia Rusek, Piotr Paszylik

Metan jako gaz cieplarniany

Metan, będący głównym składnikiem gazu ziemnego, jest drugim po CO₂ najważniejszym gazem cieplarnianym pochodzenia antropogenicznego. W ujęciu globalnym ilość metanu w atmosferze wzrosła ponaddwukrotnie od czasów rewolucji przemysłowej [1]. Głównym powodem tego wzrostu był rozwój rolnictwa intensywnego oraz sektora gospodarki związanego

Rysunek 1. Równoważnik dwutlenku węgla dla metanu



z utylizacją i składowaniem odpadów. Szeroko rozumiana energetyka odpowiada za niespełną 1/5 całkowitej emisji metanu, natomiast emisja z obiektów systemu gazowego to tylko 0,6% całkowitej emisji metanu w Europie [2]. Mimo niewielkiego udziału sektora gazowniczego w całkowitej emisji metanu, Ko-

misja Europejska zakłada, że właśnie w tym sektorze możliwe jest szybko zredukowanie emisji tego gazu do atmosfery.

Siła oraz czas oddziaływania metanu na efekt cieplarniany mają charakter nieliniowy. Okazuje się, że w pierwszych latach od momentu emisji równoważnik dwutlenku węgla dla metanu (GWP, ang. *Global Warming Potential*) wynosi ponad 100 (równoważnik to wielkość łącząca dwie związane ze sobą, lecz różne jednostki opisujące wpływ danego gazu na globalne ocieplenie, wykorzystujące ilość lub stężenie dwutlenku węgla jako poziom odniesienia).

O ile nadwyżka CO₂ utrzymuje się w atmosferze przez stulecia, metan z upływem czasu podlega wielu reakcjom chemicznym, a następnie konwersji m.in. do CO₂. Zwykle pomija się cieplarniany potencjał metanu w okresie 20 lat (GWP 20), zamiast tego rozciąga się go na okres 100 lat, co powoduje, że gaz wydaje się mniej szkodliwy dla klimatu.

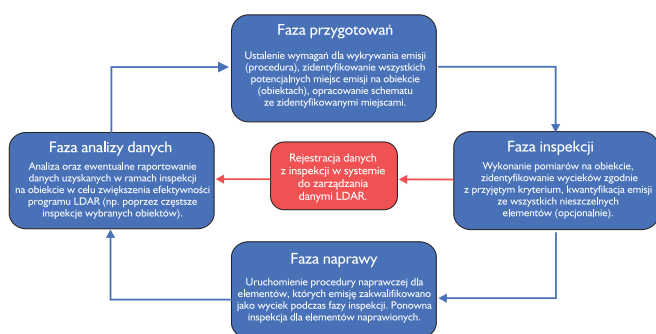
Działania w kontekście ograniczania emisji metanu na poziomie europejskim

W grudniu 2019 roku Komisja Europejska opublikowała komunikat Europejski Zielony Ład [3], będący planem działania na rzecz zrównoważonej gospodarki UE. Jednym z priorytetów przyjętych dla osiągnięcia tego celu jest dostarczanie czystej, przystępnej cenowo i bezpiecznej energii. Aby to osiągnąć – zdaniem Komisji Europejskiej – konieczne jest podjęcie działań mających

na celu ograniczenie emisji metanu z sektora energii. Realizując przyjęte założenia, 14 października 2020 roku KE opublikowała „Strategię dotyczącą emisji metanu”. Strategia skupia się na trzech sektorach będących jego głównymi emitentami: rolnictwie (53%), odpadach (26%) i energii (19%). KE zwraca uwagę, że przewidywane jest, iż obecnie obowiązujące rozwiązania doprowadzą do redukcji emisji metanu w UE o 29% w 2030 roku w porównaniu z poziomem z 2005 roku.

Jak wynika z przeprowadzonych przez KE analiz [4], mimo to metan nadal będzie dominującym gazem cieplarnianym (poza dwutlenkiem węgla). Zgodnie z ww. analizą, zwiększenie celu

Rysunek 2. Schemat działania LDAR jako procesu



Źródło: własne.

redukcji emisji gazów cieplarnianych przynajmniej do 55% w 2030 roku w porównaniu z 1990 rokiem będzie wymagało zmniejszenia emisji metanu o 35–37% w 2030 roku w porównaniu z 2005 rokiem.

Planowane działania KE w sektorze energii:

- zakres zastosowania strategii: cały łańcuch dostaw w sektorach ropy, gazu i węgla (w tym LNG, magazyny gazu oraz biometan wtłaczany do sieci). KE stawia tezę, że w tym sektorze możliwe jest zredukowanie emisji metanu o 1/3 bez żadnych kosztów netto dla przemysłu,
- zakaz upustów (ang. *venting and routine flaring*) – dopuszczalne jedynie w sytuacjach, w których nie da się ich uniknąć (ze względów bezpieczeństwa). Sytuacje takie powinny być rejestrowane w celu weryfikacji,
- OGMP 2.0 (*The Oil and Gas Methane Partnership*) – wspieranie OGMP, będącego dobrowolną inicjatywą mającą na celu utworzenie spójnego systemu raportowania emisji przez firmy działające we wszystkich segmentach sektora ropy naftowej i gazu ziemnego. Według strategii, jest ona najlepszą istniejącą inicjatywą mogącą usprawnić pomiar, weryfikowanie i raportowanie dla sektora przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego. Obecnie KE zachęca do przystępowania do inicjatywy na zasadzie dobrowolności, ale w 2021 roku przedstawi propozycję legislacyjną dotyczącą obowiązkowych pomiarów, raportowania i weryfikacji dla wszystkich emisji metanu z sektora energii, bazując na metodologii OGMP,
- powołanie – we współpracy z innymi organizacjami* – niezależnego międzynarodowego obserwatorium emisji metanu. Zadaniem tej organizacji będzie zbieranie, weryfikacja i publikacja danych o antropogenicznych emisjach metanu na poziomie globalnym, a także testowanie nowych technologii monitorowania i raportowania. Obserwatorium będzie miało

za zadanie także stworzenie MSI (*Methane Supply Index*) na poziomie europejskim i światowym [5],

- KE zachęca firmy z sektora do opracowywania własnych programów wykrywania i redukcji wycieków *Leak Detection and Repair* (LDAR). W 2021 roku KE planuje także przedstawić wiążące wymogi dotyczące LDAR, skupiając się zwłaszcza na efektywności spalania (*flaring efficiency*).

Rysunek 3. Przykład inspekcji za pomocą kamery OGI



Źródło: własne.

Działania podejmowane przez GAZ–SYSTEM w zakresie detekcji, pomiaru i szacowania emisji metanu

GAZ–SYSTEM – jako Operator Gazociągów Przesyłowych – bierze aktywny udział w wielu inicjatywach związanych z problematyką emisji metanu, stale analizując otoczenie zewnętrzne i potrzeby wewnętrzne spółki w tym zakresie. Służby eksploatacyjne posiadają odpowiednie urządzenia do detekcji metanu (m.in. systemy detekcji gazu na obiektach czy zdalne laserowe detektory metanu). Obecnie emisja metanu szacowana jest z elementów infrastruktury przesyłowej na podstawie przyjętych współczynników emisji.

Emisja metanu z sieci przesyłowej określana jest zgodnie z procedurą SESP P02.O.05 – *Ewidencja zużycia własnego i strat gazu*, w której wskazano rodzaje oraz wartości przyjętych współczynników emisji dla poszczególnych elementów sieci (m.in. gazociągów, stacji gazowych i agregatów sprężających). W celu ich weryfikacji i aktualizacji od wielu lat prowadzone są prace polegające na ich udoskonalaniu. Dotychczas zrealizowane prace ba-

dawczo-rozwojowe pozwoliły na uaktualnienie współczynników dla gazociągów. Zaplanowane na 2021 rok pomiary pozwolą na aktualizację współczynnika emisji dla stacji pomiarowych.

Obecnie w ramach *The European Gas Research Group* (GERG) realizowana jest seria projektów badawczych mająca na celu zidentyfikowanie najlepszych metod i urządzeń do pomiaru i detekcji emisji metanu. Badania skupiają się zarówno na metodach *bottom-up*, które są stosowane lokalnie do poszczególnych źródeł emisji i mogą być wykorzystywane w programach LDAR oraz podejściu *top-down*, skupiającym się na szacowaniu wielkości emisji z obiektów lub obszarów z wykorzystaniem dronów, pojazdów czy systemów satelitarnych.

W ramach współpracy z *Gas Infrastructure Europe* i *Marcogaz* przedstawiciele GAZ-SYSTEM biorą udział w opracowaniu wielu raportów dla Komisji Europejskiej, dotyczących możliwości zmniejszenia emisji metanu przez przemysł gazowniczy. Pracownicy są również członkami grupy roboczej CEN/TC 234/WG 14, opracowującej standard europejski w zakresie pomiaru emisji metanu.

Kolejnym istotnym zadaniem podjętym przez GAZ-SYSTEM jest analiza możliwości wdrożenia programu LDAR w spółce. W ramach działań dokonano przeglądu najlepszych praktyk stosowanych przez operatorów cyklicznie wykonujących inspekcje LDAR. Przeanalizowano także dostępne na rynku urządzenia do pomiarów emisji. Na podstawie zebranej wiedzy planowane jest stworzenie procedury łączącej wymagania dla programu LDAR na poziomie organizacyjnym w spółce oraz szczegółowe wytyczne do wykonywania inspekcji. Analiza możliwości wdrożenia programu LDAR zakończy się wykonaniem pilotażowych pomiarów na jednej z tłoczni gazu. Dzięki wykonanym czynnościom GAZ-SYSTEM zyska informacje o wymaganej perspektywie czasowej dla wdrożenia programu w skali całej firmy oraz o najbardziej efektywnym sposobie jego wdrożenia. Wdrożenie programów LDAR przez operatorów w branży gazowniczej, jak się wydaje, jest jednym z ważniejszych elementów, które doprowadzą do redukcji emisji metanu w UE.

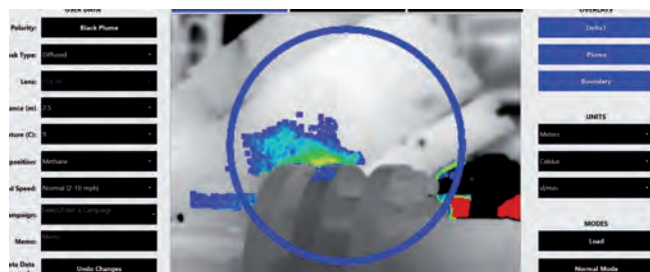
Wszystkie ww. działania podejmowane są przez GAZ-SYSTEM z uwagi na istotne znaczenie emisji metanu w polityce klimatycznej UE. Budowa i poszerzenie kompetencji własnych zarówno w obszarze pomiaru i detekcji emisji metanu, jak i możliwość realnego wpływu na kształtowanie się programów i standardów dotyczących zmniejszenia emisji metanu przez przemysł gazowniczy, to istota zagadnień, których krótką charakterystykę postanowiono przybliżyć w niniejszym artykule.

Charakterystyka programów LDAR

Od kilkudziesięciu lat operatorzy systemów w branży gazowniczej, przeprowadzając rutynowe kontrole podległych obiektów, zwracają uwagę na ewentualne nieszczelności infrastruktury. W większości przypadków działania te mają jednak charakter nieorganizowany (w sensie proceduralnym). Na poziomie organizacyjnym bardzo często brakuje wytycznych odnośnie do metod wykrywania nieszczelności, częstotliwości pomiarów czy określenia elementów, które należy poddać inspekcji. Odpowiedzią na rozwiązanie tego problemu jest implementacja przez poszczególne przedsiębiorstwa programów wykrywania i naprawy wycieków. Z punktu widzenia eksploatacji, LDAR rozu-

miany jest jako określenie i ustandaryzowanie sposobu wykonywania pewnych czynności oraz wskazanie odpowiedniego sprzętu, za pomocą którego nieszczelne elementy są identyfikowane, priorytetyzowane, a następnie naprawiane. Bardzo często, reali-

Rysunek 4. Przykładowy pomiar strumienia emisji za pomocą kamery OGI



Źródło: własne.

zując inspekcje programu LDAR, dokonuje się także ilościowego określenia emisji metanu z poszczególnych elementów sieci.

Typowy program LDAR składa się z czterech etapów obejmujących przygotowanie (pierwszą fazę procesu), inspekcje wykonywane na obiektach, ewentualną naprawę wycieku oraz raportowanie i analizę danych [6]. Rysunek 2 przedstawia proces LDAR.

Podstawą poprawnego funkcjonowania LDAR jest rzetelna identyfikacja wszystkich miejsc emisji na danym obiekcie (zaworów, połączeń kołnierzowych i skręcanych, niezaslepionych rur upustowych, uszczelnień itp.). Czynność ta realizowana jest na podstawie dokumentacji technicznej obiektu (schematy P&ID, instrukcje eksploatacji) oraz po wizji terenowej. Efektem prac powinny być schematy z indywidualnym oznaczeniem wszystkich potencjalnych miejsc emisji. Jest to podstawowa informacja dla personelu LDAR o tym, które elementy należy poddać inspekcji. Na tym etapie informacje o zidentyfikowanych miejscach zamieszcza się również w systemie do zarządzania danymi LDAR [6]. Na schemacie oraz w systemach do zarządzania danymi należy w sposób jednoznaczny wyróżnić elementy trudne do inspekcji (DTM – ang. *difficult to monitor*) oraz niebezpieczne do in-

Rysunek 5. Przykład inspekcji LDAR z wykorzystaniem Metody 21 [6]



spekcji (UTM – ang. *unsafe to monitor*). Należy zwrócić uwagę na to, że klasyfikacja elementu jako DTM zależy od tego, za pomocą jakiej metody będzie on poddany inspekcji. Do najlepszych praktyk w ramach tej fazy należy m.in. fizyczne oznakowanie na obiekcie każdego potencjalnego miejsca emisji z wykorzystaniem wodoodpornej etykiety. Najbardziej zaawansowane programy LDAR wykorzystują do identyfikacji indywidualne kody kreskowe i urządzenia pomiarowe pozwalające na ich czytywanie i automatyczny zapis pomiaru dla danego elementu w bazie do zarządzania danymi [7].

Inną kwestią, ustalaną na tym etapie, jest określenie tzw. definicji wycieków. Nie każda wykryta emisja w ramach inspekcji traktowana jest jako wyciek. Przyjmuje się, że dana emisja kwalifikowana jest jako wyciek, jeżeli ilościowo przekracza pewną wartość graniczną (np. stężenie lub natężenie przepływu). Zakwalifikowanie emisji z danego elementu jako wyciek wiąże się z poddaniem tego elementu procesowi naprawczemu. Definicje wycieku ustala się w większości w ppm, chociaż spotyka się także g/h czy l/h. Często spotykaną praktyką jest ustalenie różnych definicji wycieków dla różnych grup elementów, np. odrębnej definicji dla połączeń kołnierzowych i odrębnej dla zaworów itd. Zaleca się stosowanie jak najmniejszych wartości definiujących wyciek, przy czym określając je, należy brać pod uwagę możliwości finansowe i organizacyjne przedsiębiorstwa w kontekście usuwania ewentualnych nieszczelności. Program LDAR dla danego przedsiębiorstwa powinien określać dopuszczalne metody inspekcji na obiektach oraz szczegółowo opisywać sposób wykonywania inspekcji daną metodą. Obecnie dwa najbardziej popularne sposoby realizowania pomiarów w ramach programów LDAR to Metoda 21 oraz wykorzystanie urządzeń do optycznego obrazowania gazów (OGI – ang. *optical gas imaging*).

Optyczne obrazowanie gazów wykorzystuje urządzenia (kamery) wyposażone w czujniki podczerwieni. Węglowodory wyemitowane do otoczenia pochłaniają promieniowanie podczerwone (IR) o określonej długości fali, a kamera na podczerwień wykorzystuje tę właściwość do wykrywania ich obecności w otoczeniu. W przypadku wykorzystania OGI operator kamery na podczerwień skanuje miejsce potencjalnego wycieku, a zeskanowany obszar oglądany jest w czasie rzeczywistym, dzięki czemu możliwa jest detekcja emisji. Część kamer OGI umożliwia jednoczesną detekcję emisji oraz pomiar strumienia emisji dzięki zastosowaniu współpracy z systemami do ilościowego określania emisji (QOGI – ang. *quantitative optical gas imaging*) [8]. Przykład inspekcji za pomocą kamery OGI zaprezentowano na rysunku 3, natomiast na rysunku 4 przedstawiono przykładowy pomiar strumienia emisji.

Metoda 21 to opracowana przez Agencję Ochrony Środowiska (EPA – ang. *Environmental Protection Agency*) metoda detekcji emisji lotnych związków organicznych, polegająca na wykorzystaniu ręcznych analizatorów gazu, tzw. wąchaczy (ang. *sniffers*), do których zalicza się m.in. analizatory fotojonizacyjne (PID) oraz analizatory płomieniowo-jonizacyjne (FID). Metoda ta uwzględnia również wykorzystanie tzw. pianek w sprayu do wykrywania nieszczelności, przy czym w większości przypadków dopuszcza się ich stosowanie wyłącznie do celów ponownej inspekcji, aby wykazać, że dany element został pomyślnie naprawiony i nie występuje na nim wyciek. Metoda 21 pozwala jedynie na detekcję emisji [9]. Przykład inspekcji z wykorzystaniem Metody 21 zaprezentowano na rysunku 5.

Wykryte nieszczelności należy jak najszybciej naprawić, biorąc pod uwagę aspekty bezpieczeństwa, techniczne i ekonomiczne. O ile to możliwe, należy wykonać tzw. pierwszą próbę naprawy elementu w trakcie inspekcji LDAR lub maksymalnie kilka dni roboczych od daty stwierdzenia wycieku. Działania podjęte w ramach pierwszej próby naprawy będą się różnić w zależności od obiektu, rodzaju elementu, lokalizacji nieszczelności na elemencie, wielkości nieszczelności, dysponowanych materiałów, narzędzi itp. [6]. Proponując metodę i czas naprawy danego elementu, należy mieć na uwadze najbliższe planowane wyłączenie urządzenia bądź odgazowanie odcinka sieci, na którym element jest zabudowany. Jeśli prace polegające na naprawie danego elementu spowodują więcej emisji niż wyciek samego elementu do czasu planowanego wyłączenia/odgazowania, z naprawą urządzenia można się wstrzymać (o ile pozwalają na to względy bezpieczeństwa).

* * *

Metan jest niezwykle ważnym źródłem energii pierwotnej, które obecnie napędza około 25% współczesnej gospodarki. Przedstawiciele europejskich branż, których działalność wiąże się z emisją metanu, zgadzają się, że ograniczenie emisji tego gazu w nadchodzących dziesięcioleciach powinno przyczynić się do realizacji celów klimatycznych.

Ze względu na zróżnicowaną infrastrukturę gazową i jej elementów – zarówno pod względem parametrów, jak i sposobu eksploatacji – wśród europejskich operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych gazu ziemnego wyzwaniem jest opracowanie jednolitego podejścia do pomiaru i raportowania emisji metanu. Jest ono niezbędne w celu wprowadzenia mechanizmów zachęcających do ograniczania jego emisji. Obecnie dość dużą barierę stanowią technologie bezpośredniego pomiaru ilościowego emisji metanu. Na rynku istnieje wiele rozwiązań pozwalających na pomiar stężenia metanu, lecz do określenia wielkości emisji w tym przypadku wymagane jest zastosowanie współczynników korelacji. Norma PN-EN 15446, w której podano współczynniki korelacji opracowane dla przemysłu petrochemicznego, nie zawsze sprawdza się w przypadku przemysłu gazowniczego.

Jak wspomniano wcześniej, programy LDAR mogą służyć do sprawnego, ilościowego określenia emisji metanu z różnych elementów sieci. W kontekście branży gazowniczego wykorzystanie programów LDAR w nadchodzących latach może okazać się kluczowe w celu zidentyfikowania najbardziej emisyjnych elementów sieci oraz takiego zaplanowania prac eksploatacyjnych i remontowych, które będzie miało wpływ na spełnienie celów klimatycznych. Dlatego tak ważne jest systematyczne zapisywanie, przechowywanie i ciągła analiza danych LDAR. Im więcej informacji o emisji i jej źródle jest przechowywanych, tym dokładniejsza analiza wycieków może być przeprowadzona. Istotność, kompletność, spójność i przejrzystość to kluczowe zasady analizowania i raportowania emisji w celu efektywnego wykorzystania informacji. Mając na uwadze te kwestie, GAZ-SYSTEM aktywnie uczestniczy w podejmowanych inicjatywach na rzecz zmniejszenia emisji metanu do atmosfery w ramach europejskiej współpracy podmiotów związanych z branżą gazownicą. Tym samym spółka stara się nie tylko podążać za istniejącymi trendami, ale także mieć wpływ na ich kierunki. Działania wykonywane obecnie, takie jak prace badawcze związane z wyborem najlepszej metody do określania wielkości emisji metanu czy analizy

najbardziej efektywnego sposobu wdrożenia programu LDAR w spółce, zaprocentują w najbliższej przyszłości, ograniczając ryzyko zaskoczenia przez ewentualną legislację na poziomie Unii Europejskiej oraz pozwalając na przyczynienie się do realizacji celów klimatycznych.

Rafał Kowalski, Adam Przybył, Karolina Golonka, Jan Paweł Dębski, Sylwia Rusek, Piotr Paszyk – GAZ – SYSTEM SA

Bibliografia

- [1] Hmiel B., Petrenko V. V., Dyonisius M. N. et al., *Preindustrial 14CH₄ indicates greater anthropogenic fossil CH₄ emissions*, *Nature* 578, 409–412 (2020).
 [2] ACER *Possible regulation of methane emissions abatement 29 January 2021*, https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Documents/ACER%20CH4%20Paper_vFinal_clean.pdf [dostęp 06.05.2021].
 [3] Komunikat Komisji Europejskiej – Europejski Zielony Ład, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2> [Dostęp: 22.04.2021].

[4] *EU 2030 climate target plan Impact Assessment*, https://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF [Dostęp: 22.04.2021].

[5] *Oil and Gas Methane Science Studies, Peer-reviewed scientific studies to measure methane emissions in the oil and gas sector* <https://ccac-alition.org/en/activity/oil-and-gas-methane-science-studies> [Dostęp: 22.04.2021].

[6] *Technical recommendations based on best practices applied by European gas system operators*, MARCOGAZ.

[7] *Leak Detection and Repair – A Best Practices Guide*, US Environmental Protection Agency.

[8] *OGI Leak – no-leak method for quantification of small leaks and fugitive emissions*, NOROG Industry template.

[9] *Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions - results of comparative field studies*, CONCAWE REPORT no. 6/15.

* *United Nations Environmental Programme (UNEP), the Climate and Clean Air Coalition (CCAC), the International Energy Agency.*

Inwentaryzacja emisji metanu – nowe wyzwania dla sektora gazowego

Ewa Kukulska-Zajac, Jadwiga Holewa-Rataj, Jacek Jaworski

Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych do powietrza od lat stanowi jeden z obszarów polityki Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska. W ostatnim czasie dużą uwagę skupiono na redukcji emisji metanu, który jest drugim po dwutlenku węgla najistotniejszym gazem cieplarnianym przyczyniającym się do zmiany klimatu, choć charakteryzuje się krótszą żywotnością w atmosferze (średnio 8–12 lat) w porównaniu z CO₂. Metan przyczynia się także do tworzenia ozonu w warstwie przyziemnej, silnego lokalnego zanieczyszczenia powietrza, który z kolei niekorzystnie wpływa na zdrowie człowieka. Mając powyższe na uwadze, ograniczanie emisji metanu przyczyni się zarówno do spowolnienia zmiany klimatu, jak i do poprawy jakości powietrza.

Jednym ze źródeł emisji metanu do atmosfery jest wydobywanie gazu ziemnego oraz systemy przesyłu, dystrybucji i magazynowania tego paliwa. W 2017 roku emisje metanu z działalności gazowniczej stanowiły 5% całkowitej wielkości emisji metanu ze wszystkich źródeł w Unii Europejskiej oraz 0,6% całkowitych emisji gazów cieplarnianych na świecie [1]. Emisje metanu z łańcucha dostaw gazu ziemnego można podzielić na trzy główne kategorie:

- lotne, związane z wyciekami gazu poprzez poszczególne elementy systemu w całym systemie lub jego części, które są zjawiskiem praktycznie stałym w czasie (nieszczelności są usuwane, a w ich miejsce pojawiają się nowe),
- związane z okresowymi zrzutami gazu do atmosfery, które wiążą się zarówno z planowanymi operacjami (głównie z konserwacją i remontami), jak i awariami,
- związane z niekompletnym spalaniem metanu w urządzeniach spalających gaz ziemny oraz w pochodniach.

Efektywne i skuteczne zarządzanie emisjami metanu w sektorze gazowym wymaga przede wszystkim identyfikacji źródeł emisji tego gazu poprzez prowadzenie szczegółowych inwentaryzacji emisji. Ważne jest też, aby były one określane ilościowo na poziomie poszczególnych źródeł, ponieważ pozwala to na wstępną ocenę możliwości ich redukcji. Nie jest jednak możliwe wykrycie i pomiar wielkości wszystkich emisji metanu z powodu braku zasobów ludzkich, odpowiedniego wyposażenia i metod badawczych. W związku z tym podczas prowadzenia inwentaryzacji emisji metanu z sektora gazowego wielkość emisji szacowana jest ilościowo poprzez połączenie pomiarów, obliczeń i modelowania.

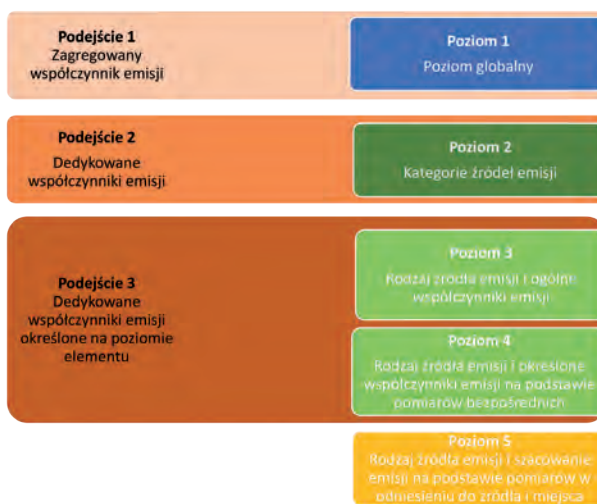
Obecnie do ilościowego szacowania wielkości emisji metanu z sektora gazowego stosowane są trzy sposoby (Podejście 1, 2 lub 3), zgodnie z wytycznymi Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC). W przypadku braku szczegółowych danych dotyczących systemu, emisję metanu można wyliczyć ogólnie dla całego systemu, zgodnie z Podejściem 1. W takim przypad-

ku określany jest jeden zagregowany współczynnik emisji (EF) dla całego systemu, który w celu oszacowania wielkości emisji metanu mnożony jest przez współczynnik aktywności (AF). Współczynnik aktywności podawany jest natomiast jako ilość np. transportowanego gazu w m³. Takie podejście do inwentaryzacji emisji metanu, choć mało pracochłonne i niewymagające dogłębnej znajomości analizowanego systemu, obarczone jest wysoką niepewnością. Wyznaczanie wielkości emisji metanu z systemu gazowego według Podejścia 2. wymaga już pewnej znajomości elementów wchodzących w skład systemu, ponieważ emisja metanu liczona jest jako suma iloczynów współczynników emisji i współczynników aktywności dla każdego ze źródeł emisji. Takie podejście do inwentaryzacji emisji metanu pozwala zmniejszyć niepewność oszacowanej emisji, a jednocześnie nadal nie wymaga dogłębnej znajomości elementów danego systemu gazowego. Natomiast trzeci, najbardziej szczegółowy, a jednocześnie obciążony najmniejszą niepewnością sposób inwentaryzacji emisji metanu (Podejście 3.) można zastosować, jeżeli podczas inwentaryzacji dysponuje się szczegółowymi danymi dotyczącymi poszczególnych elementów systemu. W podejściu tym współczynniki emisji nie są wyznaczane dla całej grupy elementów (np. wszystkich gazociągów). Podejście 3. pozwala uwzględnić istotne z punktu widzenia emisji czynniki, takie jak wiek czy rodzaj materiału, z którego wykonano dany element systemu. Podejście to wymaga zastosowania dużo większej liczby zróżnicowanych współczynników emisji, a także przeprowadzenia szczegółowej inwentaryzacji elementów systemu. Inwentaryzacja ta musi być przeprowadzona w taki sposób, aby istniała możliwość wyodrębnienia w całej populacji elementów o zbliżonej charakterystyce w celu przypisania im tych samych współczynników emisji i określenia dla nich współczynników aktywności. Wybór odpowiedniego podejścia zależy od szczegółowości danych dotyczących danego systemu i mimo że wraz ze wzrostem szczegółowości danych rośnie stopień komplikacji wykonywanych obliczeń, to jednak w znaczący sposób maleje niepewność oszacowania wielkości emisji. Warunkiem jest jedynie znajomość współczynników emisji w zależności od wymienionych czynników, co w praktyce bardzo często oznacza konieczność wykonania własnych pomiarów lub założenia podobieństwa elementów i wybór odpowiednich literaturowych współczynników emisji.

Jednak mimo że wytyczne do prowadzenia inwentaryzacji emisji metanu są ogólnie dostępne, brak jest zharmonizowanego systemu raportowania i weryfikacji wszystkich rodzajów emisji metanu z sektora gazowego. Poszczególne kraje UE prowadzą inwentaryzację emisji metanu z sektora gazowego w różny sposób, często na podstawie literaturowych współczynników emisji, które nie oddają w sposób rzetelny rzeczywistej wielkości emisji. Wprowadzenie systemu zharmonizowanego przyczyni się do poprawy dokładności, przejrzystości i wiarygodności otrzymywanych danych. Prace nad ujednoczeniem sposobu monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu prowadzone są na poziomie unijnym. W październiku 2020 roku Komisja Europejska w opublikowanym komunikacie przedstawiła „Strategię UE na rzecz ograniczenia emisji metanu” [2]. Głównym celem przedmiotowej strategii jest zapewnienie, by przedsiębiorstwa we wszystkich sektorach stosowały o wiele bardziej precyzyjne metody pomiaru i raportowania wielkości emisji metanu niż obecnie. Aby osiągnąć ten cel, konieczne jest rozpowszechnienie w całej

UE raportowania emisji metanu zgodnie z Podejściem 3. W sektorze energetycznym istnieje możliwość osiągnięcia przez przemysł raportowania zgodnego z Podejściem 3. i w związku z tym poziom ten będzie unijną normą docelową [2]. Obecnie KE aktywnie promuje powszechne, aczkolwiek jeszcze dobrowolne wdrażanie ram pomiaru i raportowania opracowanych przez Partnerstwo w zakresie Metanu w Sektorze Ropy Naftowej i Gazu (OGMP). OGMP stanowi dobrowolną inicjatywę, która obejmuje przedsiębiorstwa działające na rynku wyższego szczebla w sektorze ropy naftowej i gazu. Ramy OGMP stanowią najlepszy istniejący instrument służący zwiększeniu przejrzystości i dokładności w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji wielkości emisji metanu w sektorze energetycznym. Zgodnie z zapisami strategii w zakresie działania w sektorze energetycznym KE przedstawi w bieżącym roku wniosek ustawodawczy w sprawie obowiązkowego monitorowania, raportowania i weryfikacji wszystkich emisji metanu związanych z energią, opierając się na metodzie określonej przez OGMP. Pierwsze kroki w tym kierunku zostały już podjęte. 1 maja br. zakończyły się konsultacje publiczne, których celem było zebranie opinii i sugestii zainteresowanych stron oraz

Porównanie sposobu raportowania wielkości emisji metanu zgodnego z wytycznymi IPCC i OGMP 2.0



obywateli w odniesieniu do wniosku w zakresie polityki, dotyczącego aktu ustawodawczego mającego na celu dalszą redukcję emisji metanu w sektorze energetycznym zgodnie z zapowiedzią zawartą w komunikacie [2].

Najnowszy dokument OGMP 2.0 [3] ustanawia jednolite standardy raportowania wielkości emisji metanu, co niewątpliwie przyczyni się do unifikacji i wpłynie na możliwość porównywania danych pochodzących z różnych obszarów. Zgodnie z tym dokumentem wielkość emisji metanu przez przedsiębiorstwo może być raportowana na pięciu poziomach szczegółowości, w zależności od dostępności danych. Na Poziomie 1. emisje są raportowane globalnie (tj. jedna wielkość emisji metanu dla całego systemu gazowego, regionu lub kraju) przy użyciu ogólnych, zagregowanych współczynników emisji. Na Poziomie 2. emisje są raportowane w odniesieniu do trzech rodzajów źródeł emisji, tj. emisji nieorganizowanych (lotnych), upustów oraz niekompletnego spalania, i to niezależnie od metodologii kwantyfikacji i szczegółowości. Na kolejnym, 3. Poziomie emisje są raportowane według szczegóło-

wego rodzaju źródła emisji przy użyciu ogólnych współczynników emisji. Warto dodać, że na tym poziomie stosowane współczynniki emisji będą zazwyczaj oparte na danych literaturowych. Na Poziomie 4. emisje są także raportowane według szczegółowego rodzaju źródła emisji, ale w odróżnieniu od Poziomu 3. – przy użyciu określonych współczynników emisji (wyznaczonych w pomiarach bezpośrednich) i współczynników aktywności. Na ostatnim, 5. Poziomie emisje są raportowane podobnie jak na Poziomie 4., ale z uwzględnieniem walidacji pomiarów (pomiaru emisji dla statystycznie reprezentatywnej populacji). Przejście z jednego poziomu raportowania do następnego wymaga coraz większej szczegółowości danych dotyczących źródeł emisji, zwiększenia rygoru metodologicznego w kwantyfikacji źródeł poprzez m.in. dobór reprezentatywnej próbki do badań oraz mniejszej niepewności w raportowanych danych liczbowych. Zatem analogicznie jak w przypadku stosowanych do tej pory trzech sposobów inwentaryzacji emisji metanu, w nowym podejściu do tego zagadnienia większa szczegółowość wymagana jest na wyższych poziomach. Porównanie sposobu raportowania wielkości emisji metanu zgodnego z wytycznymi IPCC oraz OGMP 2.0 przedstawiono na zamieszczonym rysunku.

Co zatem dla polskiego sektora gazowego oznacza opublikowana „Strategia UE na rzecz ograniczenia emisji metanu” oraz dokument OGMP? Po pierwsze, obowiązek raportowania rzeczywistych wielkości emisji metanu oraz zmianę podejścia do sposobu raportowania ich wielkości. W nowym podejściu współczynniki emisji metanu dla poszczególnych źródeł emisji powinny być wyznaczone na podstawie pomiarów bezpośrednich. Opieranie się wyłącznie na literaturowych współczynnikach emisji metanu, wyznaczonych w większości dla sieci gazowych zlokalizowanych w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, może prowadzić do znacznych błędów w zakresie szacowanych wielkości emisji metanu dla sektora gazowego. Wniosek ten pokrywa się z doświadczeniami Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego (INiG-PIB), który – na zlecenie m.in. firm zajmujących się transportem gazu ziemnego – od lat prowadzi badania w zakresie inwentaryzacji emisji metanu z różnych elementów systemu gazowego. W ramach dotychczasowej działalności w przedmiotowym zakresie INiG-PIB przeprowadził pierwszą krajową inwentaryzację emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego wraz z oceną możliwości zmniejszenia strat gazu spowodowanych emisją,

a także ocenę wielkości emisji metanu i możliwości jej zmniejszenia z poszczególnych elementów (tj. ZZU, gazociągów wraz z kompensatorami, tłoczni) występujących w systemie przesyłowym [4]. Z kolei dokument OGMP 2.0 wskazuje, że w przypadku sektora gazowego raportowanie emisji metanu odbywać się będzie zgodnie z szablonem opartym na metodologii Marcogazu. Opracowany przez Marcogaz szablon wymaga wprowadzenia bardzo szczegółowych danych w celu inwentaryzacji emisji z poszczególnych systemów. W związku z tym polski sektor gazowy w najbliższym czasie stanie przed koniecznością przeprowadzenia inwentaryzacji emisji metanu na podstawie nowych wytycznych i wymagań.

Niezależnie jednak od wprowadzanych nowych wymagań inwentaryzacja emisji metanu z systemu gazowego powinna być prowadzona cyklicznie, ponieważ zmiany w stosowanych technologiach oraz modernizacja infrastruktury gazowej mogą przyczynić się do zmniejszenia współczynników emisji dla poszczególnych elementów systemu. Dodatkowo, rozbudowa sieci gazowej wpływa na zmianę współczynników aktywności poszczególnych elementów sieci, a co za tym idzie – na całkowitą wielkość emisji metanu. Regularne aktualizowanie współczynników emisji i aktywności przyczynia się do tego, że raportowana wielkość emisji metanu jest zgodna z rzeczywistą wielkością emisji. Obserwacja trendów w wyznaczonych współczynnikach emisji pozwala ocenić i/lub zaplanować działania na rzecz ograniczenia emisji, co w korzystny sposób wpływa na środowisko naturalne, wizerunek przedsiębiorstwa oraz ilość niezbilansowanego gazu.

Dr Ewa Kukulska-Zajac, kierownik Zakładu Ochrony Środowiska INiG-PIB
Jadwiga Holewa-Rataj, Zakład Ochrony Środowiska INiG-PIB
Dr inż. Jacek Jaworski, zastępca dyrektora ds. gazownictwa INiG-PIB

Literatura:

- [1] *European Environment Agency, Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2017 and inventory report*, 2019.
- [2] Komisja Europejska, komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący „Strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu”, 2020.
- [3] *Mineral Methane Initiative OGMP2.0 Framework*, 2020.
- [4] J. Holewa-Rataj, E. Kukulska-Zajac, *Inwentaryzacja i redukcja emisji metanu jako element walki o poprawę klimatu*, „Przegląd Gazowniczy”, 2018, 4(60), 59–61.



Mgr inż. PIOTR KRAWCZAK

22 kwietnia br. odszedł mgr inż. Piotr Krawczak. Mimo tak młodego wieku (39 lat) pozostawił wartości. wzorce zachowań i dokonania zawodowe, za które po prostu DZIĘKUJEMY.

Piotr stworzył wiele projektów i procedur, które udoskonaliły warunki budowy i eksploatację infrastruktury gazowej.

Stale podnosił swój poziom zawodowy, biorąc udział w szkoleniach, kursach i praktykach, zdobywając wiedzę i kolejne uprawnienia zawodowe.

Jako pracownik GAZ–SYSTEM S.A. przejechał Polskę wzdłuż i wszerz, aby wspierać radą, pomagać w rozwiązywaniu problemów i pogłębiać swoją wiedzę, a następnie wdrażać rozwiązania usprawniające

eksploatację. Piotr łączył wiedzę z książek, norm i opracowań z doświadczeniem, przedstawiając fachowe propozycje rozwiązań inżynierskich. Można było odnieść wrażenie, że normy i przepisy miał w tzw. jednym palcu. Na wieczną szczytę odszedł inżynier o wielkim umyśle i pasji. Przy tak ogromnej wiedzy i doświadczeniu zawodowym był bardzo skromny, wierzył w ludzi, w ich kreatywność, zawsze gotowy do współpracy.

Był wielkim znawcą i miłośnikiem przyrody. Szczególnie upodobał sobie Puszcze Kampinoską, z okolic której pochodził, w której się wyciszał i szukał inspiracji do kolejnych pomysłów zawodowych. Odszedł wspaniały Kolega, pasjonat pracy, wzór dla środowiska inżynierów.

To wielka strata. Piotrze, pozostawiłeś iskierkę, o którą będziemy dbać, by pamięć o Tobie pozostała.

Przyjaciele

Nowe metody detekcji metanu w dystrybucyjnej sieci gazowej

Piotr Narloch

Nigdy wcześniej sektor energetyczny nie doświadczał tak daleko idących przemian technologicznych, środowiskowych, gospodarczych i społecznych. Trwa transformacja, która zrewolucjonizuje istniejący rynek energetyczny, a jej kluczowymi elementami są: dekarbonizacja, decentralizacja, cyfryzacja i energooszczędność. Istotnym czynnikiem dekarbonizacji w sektorze dystrybucji gazu ziemnego są procedury operacyjne, które do niedawna koncentrowały się wyłącznie na bezpieczeństwie, ale obecnie muszą uwzględniać również aspekty środowiskowe oraz zrównoważonego rozwoju w celu ograniczenia śladu węglowego sektora.

Okolo 60% emisji metanu w łańcuchu wartości dostawy gazu ziemnego wiąże się z systemem dystrybucji i można je podzielić na trzy kategorie:

- 1) emisje wewnętrzne – wycieki z powodu korozji i przenikania,
- 2) emisje incydentalne – wypadki, które zdarzają się np. podczas prac budowlanych,
- 3) emisje operacyjne (wentylowanie, oczyszczanie i likwidacja rurociągów).

Stosowana tradycyjnie metoda kwantyfikacji emisji wewnętrznych według przyjętych norm obarczona jest znaczną niepewnością i może prowadzić do zawyżania szacunków. Dopiero objęcie całej infrastruktury wydajnym systemem pomiarów w terenie, z wykorzystaniem najnowszych metod modelowania, analizy danych i uczenia maszynowego, pozwoli na odwzorowanie rzeczywistego stanu sieci oraz planowanie optymalnego sposobu jej utrzymania.

Jesienią 2020 roku Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Jaśle podjęła się pierwszych prób inteligentnego systemu detekcji wycieku gazu *PICARRO Surveyor*. Testy przeprowadzono na dystrybucyjnej sieci gazowej średniego ciśnienia na terenie Rzeszowa. W ramach testów przeprowadzono badania porównawcze systemu *PICARRO* z obecnie stosowaną w Polskiej Spółce Gazownictwa pieszą i samochodową kontrolą dywanową do badania szczelności sieci gazowej. W tym celu zrealizowano m.in. wspólny przejazd pojazdów z systemami *GAZOMAT* i *PICARRO*, podczas którego nastąpiło porównanie wskaźników obu systemów w czasie rzeczywistym. Dokonano również porównania skuteczności ręcznych detektorów metanu *PICARRO* i *GOLIATH*, w trakcie weryfikacji wskazanych przez *PICARRO* miejsc potencjalnych nieszczelności sieci gazowej.

Część empiryczna przeprowadzonych prób zostanie przedstawiona we wrześniowym numerze „Przeglądu Gazowniczego”.

Zintegrowany system pomiarowy do monitorowania emisji

Jedną z metod detekcji i pomiarowych opracowała firma *PICARRO* (USA). Opracowała ona oprogramowanie z funkcjami analitycznymi i obsługą sprzętu, które dostarcza narzędzia i metodologie do identyfikacji źródeł metanu i kwantyfikacji ich emisji.



Pulpit nawigacyjny *PICARRO Emissions Quantification Analytics* używany do identyfikacji i analizy wycieków superemiterów.

Dane dotyczące emisji wysyłane są przez mobilne systemy pomiarowe do bezpiecznej chmury obliczeniowej, w której tworzone są raporty dotyczące wielkości emisji dla poszczególnych wycieków w określonych regionach, a nawet dla całej sieci. System jest w stanie wskazać miejsca największych wycieków – tzw. superemiterów, które odpowiadają za większość wszystkich emisji. Typowo, zaledwie 5% zidentyfikowanych wycieków stanowi ponad 50% całkowitej emisji, toteż poprzez priorytetową likwidację nieszczelności jesteśmy w stanie

radycznie zmniejszyć całkowitą emisję z systemu dystrybucyjnego.

Rozwiązania sprzętowe systemu

Mobilny system pomiarowy składa się z następujących elementów:

- analizatora gazu o czułości jeden na miliard (ppb), oparty na laserowej spektroskopii strat we wnęce optycznej (CRDS), mierzący skład gazu ziemnego (metan i etan) wraz z innymi znacznikami w celu wyeliminowania fałszywych alarmów,
- anemometru zamontowanego na maszcie do wykrywania prędkości, kierunku i zmienności wiatru,
- dwóch anten na dachu pojazdu – jedna do łączności bezprzewodowej 4G, a druga do GPS,
- bezprzewodowego routera 4G, umożliwiającego połączenie internetowe oraz WiFi z tabletem w pojeździe,
- tabletu umożliwiającego obsługę i wizualizację systemu oraz danych,
- modułu urządzeń pomocniczych zawierającego pompy, akumulator zapasowy, odbiornik GPS oraz zasilacze i instalacje gazowe,
- układu wlotowego gazu zamontowanego z przodu pojazdu.



Widok mapy z zaznaczonym obszarem zasięgu pomiaru.

Najistotniejszą cechą systemu PICARRO jest możliwość łączenia informacji z wielu sesji pomiarowych w regionie, co przyczynia się do zwiększania prawdopodobieństwa wykrycia wycieków i wykorzystania różnych warunków atmosferycznych (takich jak kierunek i prędkość wiatru czy stabilność

Rozwiązanie PICARRO EQ (*Emissions Quantification*) dostarcza skuteczne narzędzia do redukcji emisji metanu na dużą skalę oraz gwarantuje efektywność ekonomiczną tego procesu.

Oprogramowanie i analiza danych

System PICARRO identyfikuje charakterystyczną sygnaturę wycieków gazu ziemnego, analizując smugi metanu, które rozchodzą się w atmosferze i przecinają ze ścieżką pojazdu.

atmosfery) do uzyskania zagregowanych wyników badań w określonym czasie. Ta unikalna zdolność zwiększa zasięg terytorium z kolejnymi przejazdami i pozwala na zbudowanie statystyk dotyczących lokalizacji i ryzyka dla każdego wykrytego wycieku.



Mobilny system pomiarowy PICARRO.

Dzięki wysokiej czułości spektrometru CRDS zasięg pomiarowy dochodzi do 150 metrów od pojazdu.

Raporty i prezentacja danych dostosowywane są odpowiednio do założonego celu, np. badania szczelności, prognozowania remontów, ukierunkowanej redukcji emisji, zarządzania ryzykiem itp. Mobilny system PICARRO może poruszać się z normalną prędkością dopuszczalną w ruchu miejskim, nie jest wrażliwy na pogodę, a pomiary można wykonywać zarówno w deszczu, jak i podczas śnieżyicy.

W porównaniu z tradycyjnymi urządzeniami do badania wycieków spektrometr PICARRO jest 1000 razy bardziej czuły, a jednoczesny pomiar stężenia metanu i etanu pozwala na identyfikację fałszywie dodatnich wskazań wycieku z innych źródeł metanu, np. kanalizacji, autobusu LPG itp.

System PICARRO ma wysoką częstotliwość zbierania i pobierania próbek gazu, dzięki czemu própopusze gazu są mierzone z bardzo wysoką rozdzielczością przestrzenną, co skutkuje precyzyjną kwantyfikacją emisji. Protokół PICARRO skutkuje wysokimi wskaźnikami wykrywania wycieków i precyzyjnymi pomiarami emisji. Analiza danych dodatkowo poprawia te wyniki, identyfikując i odrzucając fałszywie dodatnie wskazania. Ponadto, algorytmy uczenia maszynowego są wykorzystywane do staty-



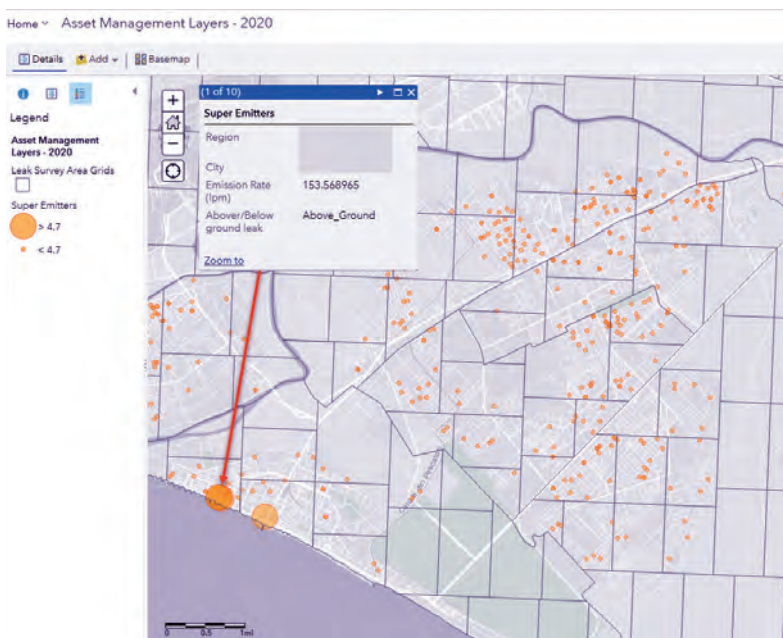
Automatyczna lokalizacja i klasyfikacja wykrytych wycieków.

stycznego rozróżnienia między naziemnymi a podziemnymi wskazaniami przecieku.

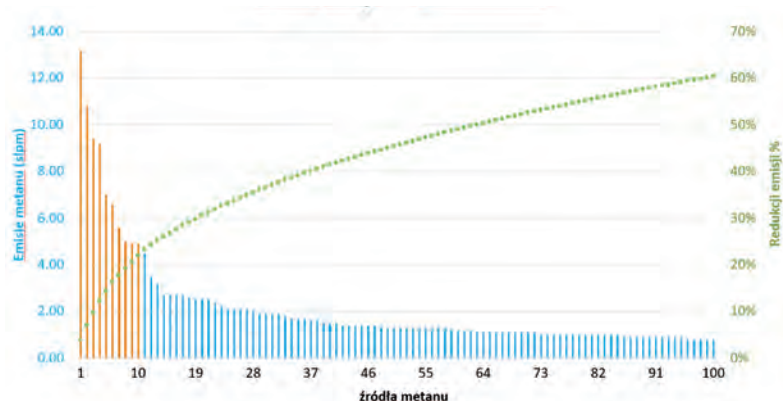
Metoda kwantyfikacji emisji

Skuteczność metody PICARRO do kwantyfikacji wielkości wycieku gazu ziemnego wynika z prostoty podejścia. Przewidywanie poziomu emisji dokonuje się bezpośrednio poprzez pomnożenie zmierzonego profilu koncentracji wiatru poprzecznego przez zmierzoną prędkość wiatru. Dokładne szacunki emisji uzyskuje się poprzez połączenie wysokiej rozdzielczości przestrzennej profilu stężenia, dokładnych pomiarów i modeli chwilowego pionowego gradientu prędkości wiatru i uśredniania wielu transektów smugi metanu przynieszonej przez wiatr. Szybki czas reakcji (4 Hz) analizatora metanu PICARRO zapewnia wysoką rozdzielczość przestrzenną. Powstaje dzięki temu mapa koncentracji o wysokiej rozdzielczości bez utraty zawartości informacji przestrzennej.

Przykład raportu wskazującego położenie superemiterów (> 4,7 slpm).



Uzeregowania 100 źródeł, z łącznej liczby 500 (według wielkości emisji)



Pierwsze 10 stanowi tylko 2% wszystkich źródeł, ale są odpowiedzialne za 22% całkowitej emisji

Model analityczny przetwarza dane w czterech następujących krokach:

- 1) oszacowanie stopnia emisji z poszczególnych wykrytych smug metanu,
- 2) geograficzne określenie lokalizacji źródeł,
- 3) oszacowanie najbardziej prawdopodobnego wskaźnika emisji przy użyciu statystyki bayesowskiej,
- 4) zagregowanie źródeł nad obszarami sieci oraz sumowanie emisji z poszczególnych źródeł w celu określenia całkowitego wskaźnika emisji i oszacowania niepewności.

Zastosowany algorytm jest zgodny z tymczasową metodą badania EPA OTM 33 do wykrywania wycieków gazu i kwantyfikacji emisji (EPA, 2014).

Wykrywanie superemiterów w celu efektywnej redukcji emisji

Ostatnie badania wykazały, że niewielka liczba wycieków odpowiada za znaczną część całkowitej emisji w dystrybucyjnej sieci gazowej. Potwierdzenie tej prawidłowości uzyskano, wykonując systemem PICARRO ponad 100 000 bezpośrednich pomiarów z infrastruktury sieci dystrybucyjnej.

Wskazana na mapie emisja 153,5 litra metanu na minutę stanowi równowartość 1407 ton CO₂ rocznie. Pozostałe wykryte wycieki otaczające superemiter uwalniają 600 razy mniej metanu.

Zastosowanie metodologii redukcji emisji PICARRO

W ostatnich latach kwantyfikacja i redukcja emisji metanu stały się ważnymi tematami dla operatorów sieci dystrybucyjnych. Dodatkowo, agencje regulacyjne wprowadzą wymagania w zakresie redukcji emisji w celu złagodzenia wpływu emisji ulotnych na globalne ocieplenie.

Precyzyjne pomiary i zaawansowane algorytmy PICARRO zapewniają dokładność kwantyfikacji emisji metanu w ramach zintegrowanego systemu zarządzania aktywami infrastruktury gazowej.

Rozwiązanie PICARRO EQ (*Emissions Quantification*) dostarcza skuteczne narzędzia do redukcji emisji metanu na dużą skalę oraz gwarantuje efektywność ekonomiczną tego procesu.

Systemy PICARRO EQ pracują na rynku amerykańskim od 2011 roku, a w Europie od trzech lat. W Polsce pierwsze pomiary wykonano jesienią 2020 roku na terenie działania Zakładu Gazowniczego w Jaśle. Szerszy opis tej kampanii zostanie zamieszczony w następnym numerze.

Piotr Narloch, kierownik Sekcji Symulacji i Bilansowania Sieci, Dział Zarządzania Ruchem Sieci, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie

Gaz ziemny jako paliwo przejściowe oraz finansowanie inwestycji gazowych w UE

Jan Sakławski, Karolina Wcisło-Karczewska

W kluczowych dokumentach strategicznych przyjętych na poziomie unijnym i krajowym paliwo gazowe zostało uznane za paliwo przejściowe transformacji energetycznej.

Zgodnie z komunikatem KE z 11 grudnia 2019 roku – Europejski Zielony Ład (*European Green Deal*, dalej: EGD) – zakłada się stosunkowo szybkie odejście od węgla oraz oparcie się w dużej mierze na źródłach odnawialnych, z jednoczesnym obniżeniem emisyjności sektora gazowego (ale nie jego całkowitym wykluczeniem). Jak stanowi EGD: „Równoległe prowadzone będą działania pomagające obniżyć emisyjność sektora gazu, w tym poprzez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie dalekowzrocznej koncepcji konkurencyjnego bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią”¹.

Jednocześnie, opublikowany w marcu 2020 roku projekt tzw. Europejskiego Prawa Klimatycznego przewiduje osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku (czyli zerowej emisji gazów cieplarnianych netto). Cel neutralności klimatycznej będzie realizowany m.in. poprzez nowy cel redukcyjny na 2030 rok, na planowanym poziomie redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% w stosunku do poziomu z 1990 roku. Jednocześnie co 5 lat Komisja Europejska będzie oceniać spójność unijnych i krajowych środków z celem zakładającym neutralność klimatyczną oraz z tzw. trajektorią redukcji na lata 2030–2050. Nowy cel redukcji emisji jest niewątpliwie bardzo ambitny, zwłaszcza dla takich krajów jak Polska. Zakreślenie celu redukcji na stosunkowo wysokim poziomie może prowadzić do wniosku, że organy unijne postrzegają gaz ziemny jako paliwo przejściowe, ale jego użycie do transformacji uważane jest za zasadne jedynie we wczesnych, początkowych etapach transformacji. Docelowo zaś jak najszybciej państwa członkowskie powinny przechodzić na tzw. gazy odnawialne, zdekarbonizowane.

Podobnie, w przyjętych dotychczas dokumentach krajowych przewiduje się, że gaz ziemny docelowo będzie pełnił funkcję paliwa przejściowego. W przyjętym w grudniu 2019 roku „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” (dalej: **KPEiK**) założono, że gaz ziemny ma w Polsce pełnić rolę ważnego „paliwa transformacyjnego w okresie przejściowym”, a jego znaczenie będzie rosło nie tylko w elektroenergetyce (w jednostkach rezerwowych dla OZE), ale też w ciepłownictwie (sieciovym i indywidualnym) oraz w transporcie².

Z kolei w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku”, zatwierdzonej przez Radę Ministrów 2 lutego 2020 roku (dalej: **projekt PEP 2040**) stwierdza się, że „Zeroemisyjny system energetyczny to kierunek długoterminowy (...). Zmniejszenie emisyj-

ności sektora energetycznego będzie możliwe poprzez wdrożenie energetyki jądrowej i energetyki wiatrowej na morzu, zwiększenie roli energetyki rozproszonej i obywatelskiej, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego **poprzez przejściowe stosowanie technologii energetycznych opartych m.in. na paliwach gazowych**”³. PEP 2040 zakłada także dalszą rozbudowę infrastruktury gazu ziemnego.

Zasadność tego kierunku wynika z wielu okoliczności, takich jak:

- znacznie niższa emisyjność gazu ziemnego niż węgla kamiennego czy brunatnego oraz możliwość zmniejszenia rocznych krajowych emisji CO₂ o około 100 mln ton, czyli 1/3 obecnych emisji,
- proces wycofywania systemowych elektrowni węglowych, trudny do zrównoważenia budową wyłącznie źródeł odnawialnych czy energetyki jądrowej – realnie można je zastąpić jedynie energetyką gazową, która w miarę pozyskiwania gazów zielonych (jak biogaz, biometan, metan syntetyczny, ostatecznie wodór) będzie stawała się źródłem coraz bardziej neutralnym środowiskowo,
- elektrownie gazowe mogą służyć zapewnieniu stabilnej generacji energii elektrycznej do czasu rozwoju różnych form magazynowania energii z odnawialnych źródeł,
- istniejąca infrastruktura gazowa (gazociągi i magazyny gazu), obecnie zasilana gazem kopalnym, może być w przyszłości – po ewentualnym dostosowaniu – wykorzystywana do transportu i magazynowania gazów zielonych, co pozwoli uniknąć kosztów budowy dodatkowej infrastruktury elektroenergetycznej.

Należy jednak zauważyć, że **samo uznanie gazu ziemnego za paliwo przejściowe nie oznacza automatycznego zapewnienia finansowania inwestycji gazowych przez instytucje unijne.**

Problemy w tym obszarze dotyczą zarówno polityki w zakresie funduszy unijnych, jak i finansowania dłużnego ze strony banków europejskich, które niechętnym okiem patrzą na inwestycje związane z paliwami kopalnymi, w tym z gazem ziemnym.

Z punktu widzenia konieczności wykorzystania gazu jako paliwa przejściowego istotne jest, aby Unia Europejska wciąż wspierała nowe inwestycje w sektorze gazu ziemnego, przy czym najpierw należy rozważyć ponowne wykorzystanie istniejących aktywów. Chodzi tu zwłaszcza o modernizację istniejących gazociągów w celu dostosowania ich do przesyłu gazów zdekarbonizowanych. Kwestie te zostały przewidziane w przyjętych założeniach do nowych przepisów.

Analizę w zakresie rozwoju i upowszechnienia technologii wodorowych należy rozpocząć od analizy najważniejszego dotychczas dokumentu strategicznego przyjętego na poziomie Unii Europejskiej – tzw. europejskiej strategii wodorowej, przyjętej 8 lipca 2020 roku (*Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*; dalej: **strategia wodorowa**)⁴. Strategia wodorowa zakłada, że łączne nakłady inwestycyjne na rozwój zielonego wodoru mogą sięgać od 180 do 470 mld euro do 2050 roku. Jednocześnie szacuje się, że inwestycje związane z niskoemisyjnym wodorem pochodzenia kopalnego osiągną od 3 do 18 mld euro. Skala środków na tego typu inwestycje (głównie jest to tzw. szary wodór) jest zatem dużo mniejsza niż w przypadku inwestycji w zielony wodór.

Zdaniem Komisji Europejskiej, wodór odegra priorytetową rolę w osiągnięciu głównego celu Europejskiego Zielonego Ładu – osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, a europejska strategia wodorowa w istotny sposób przyczyni się do realizacji założeń porozumienia paryskiego. Co więcej, inwestycje w wodór staną się integralną częścią odbudowy gospodarki europejskiej po kryzysie pandemii COVID-19. Jak jednak wskazuje KE, aby osiągnąć punkt zwrotny we wdrażaniu strategii wodorowej niezbędne jest powstanie pewnej masy krytycznej w postaci dostatecznego poziomu inwestycji, otoczenia regulacyjnego i trwałych wysiłków badawczych w zakresie nowych technologii i rozwiązań, a także rozwiniętej sieci infrastrukturalnej.

Niezbędna jest również współpraca podmiotów prywatnych i publicznych oraz współdziałanie na poziomie regionalnym, krajowym i unijnym. Komisja wskazuje jednocześnie, że obecnie koszty produkcji zarówno wodoru odnawialnego (zielonego), jak i wodoru niskoemisyjnego są niekonkurencyjne wobec kosztów produkcji szarego wodoru. Szacuje się, że obecny koszt produkcji wodoru wytwarzanego z wykorzystaniem paliw kopalnych (*fossil-based*), bez uwzględniania kosztów emisji CO₂, wynosi około 1,5 euro/kg. Koszt wodoru odnawialnego (*renewable*) wynosi natomiast od 2,5 do 5,5 euro/kg. Jednocześnie w ostatnich dziesięciu latach dostrzegalny jest wzrost opłacalności procesu elektrolizy – redukcja kosztów wyniosła, jak dotąd, aż 60%. Oczekuje się, że w regionach, w których koszty energii odnawialnej są niskie, produkcja wodoru w procesie „zielonej elektrolizy” będzie mogła konkurować z produkcją wodoru z wykorzystaniem paliw kopalnych już w 2030 roku.

Z punktu widzenia gazu jako paliwa przejściowego istotne jest, że Europejska Strategia Wodorowa będzie realizowana w sposób stopniowy, z podziałem na trzy etapy.

Celem pierwszej fazy, którą zaplanowano na lata 2020–2024, jest dekarbonizacja istniejących obecnie metod produkcji wodoru

w odniesieniu do rozpowszechnionych już sposobów wykorzystania tego surowca (np. w przemyśle chemicznym), a także promowanie nowych metod wykorzystania wodoru. Projekt zakłada instalację co najmniej 6 GW odnawialnych elektrolizerów wodoru w całej UE do 2024 roku, co ma zapewnić produkcję do 1 mln ton odnawialnego wodoru. Elektrolizery mogłyby być instalowane w pobliżu miejsc zapotrzebowania, takich jak rafinerie, huty żelaza, kompleksy chemiczne i stacje tankowania pojazdów wodorem. Zgodnie ze strategią wodorową szacuje się, że do 2030 roku inwestycje w elektrolizery pochłoną od 24 do 42 mld euro.

W zaplanowanej na lata 2024–2030 fazie drugiej celem strategicznym będzie instalacja co najmniej 40 GW odnawialnych elektrolizerów wodoru w całej UE do roku 2030 roku, co pozwoli na wyprodukowanie do 10 mln ton zielonego surowca. Szacuje się, że na tym etapie zielony wodór stanie się coraz bardziej konkurencyjny i zacznie odgrywać rolę magazynu energii – pozwoli na zbilansowanie systemu elektroenergetycznego opartego na źródłach odnawialnych. Lokalne wodorowe klastry energii i tzw. doliny wodorowe (*Hydrogen Valleys*) przyczynią się do decentralizacji produkcji odnawialnego wodoru. Będzie on transportowany na niewielkie odległości, z wykorzystaniem odpowiedniej dla transportu tego surowca lokalnej sieci dystrybucyjnej. Jednocześnie na tym etapie rozpoczną się prace nad planowaniem budowy paneuropejskiej sieci wodorowej. Istniejąca obecnie infrastruktura przesyłowa dla gazu ziemnego będzie mogła być częściowo wykorzystana do przesyłania odnawialnego wodoru na większe odległości.

W ostatniej fazie, która potrwa od 2030 do 2050 roku, technologie produkcji zielonego wodoru staną się na tyle rozwinięte, że będą wykorzystane na szeroką skalę we wszystkich sektorach gospodarki, w których dekarbonizacja innymi sposobami jest trudna lub nieopłacalna.

Obecnie istnieje jeszcze wiele przeszkód, aby wodór mógł być przesyłany istniejącymi sieciami gazowymi. Zgodnie z raportem ACER „NRA Survey on Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations”⁵, opublikowanym w lipcu 2020 roku, obecnie w 65% państw członkowskich operatorzy sieci dystrybucyjnych nie pozwalają na wtłaczanie wodoru do zarządzanych sieci ze względu na bariery prawne lub techniczne. ACER zwraca też uwagę na problem z transeuropejską siecią energetyczną. System ten będzie wymagał od organów unijnych ustandaryzowania na poziomie całej wspólnoty zasad wzbogacania gazu ziemnego wodorem. W innym przypadku mogłoby dojść do problemów technicznych przy przesyłaniu gazu pomiędzy krajami członkowskimi. Chociaż wspólne dla całej UE zasady tzw. blendingu to wciąż jeszcze perspektywa przyszłości, już teraz należy poczynić zastrzeżenie, że **wszędzie, gdzie będzie to finansowo i technologicznie możliwe, również nowo budowane w Polsce gazociągi powinny posiadać techniczną możliwość transportowania wodoru.**

Istotne jest, aby Polska w pełni wykorzystwała sprzyjające warunki dla rozwoju i finansowania technologii wodorowych tworzonych w ramach polityki UE. Dla zrealizowania tego celu, oprócz posiadania dogodnych warunków związanych z wdrożeniem technologii i jej kosztami, niezbędne są prace regulacyjne i ustawodawcze oraz przygotowanie systemów wsparcia dla działań inwestycyjnych, badawczo-rozwojowych, a być może także budowy krajowego zaplecza technologicznego.

W tym kontekście ważne jest także uczestnictwo polskich firm w *European Clean Hydrogen Alliance*⁶, który stanowić będzie forum, na którym planowane i omawiane będą kluczowe kierunki i rozwiązania dotyczące rozwoju rynku czystego wodoru w Europie.

Należy wskazać, że kluczowa dla prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu, a następnie jego oczyszczaniu i uzdatnieniu do postaci biometanu, jest możliwość jego wtłaczania do sieci gazowej. Niestety, obecnie brak rozporządzenia w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci gazowej. Dotychczas materię tę regulowało rozporządzenie ministra gospodarki z 24 sierpnia 2011 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej. Zgodnie jednak z przepisami przejściowymi do ustawy o odnawialnych źródłach energii (dalej: **ustawa o OZE**), rozporządzenie to wygasło 30 czerwca 2018 roku, przy czym nowe rozporządzenie nie zostało wydane. **Brak przedmiotowego aktu prawnego jest obecnie jedną z istotnych barier regulacyjnych w rozwoju rynku biometanu.**

Drugą istotną barierą regulacyjną jest także brak skutecznego systemu wsparcia dla biogazowni, które będą wprowadzać biometan do sieci gazowej. O ile dotychczas żadna taka biogazownia nie została jeszcze przyłączona do gazowej sieci dystrybucyjnej (zgodnie z zapowiedziami może się to stać na początku 2021 roku⁷), to rozwój tej technologii nie ruszy w pełni bez wsparcia ze strony państwa. Wprawdzie ramy prawne dla systemu wsparcia powstały już w 2010 roku, kiedy do ustawy „Prawo energetyczne” wprowadzono system tzw. brązowych certyfikatów (przeniesiony następnie do ustawy o OZE), czyli praw majątkowych, którymi w założeniu mieli być wynagradzani producenci biogazu rolniczego wtłaczanego po oczyszczeniu do sieci gazowej, jednak z uwagi na brak przepisów wykonawczych, a także instalacji, które mogłyby korzystać ze wsparcia, przepisy te w praktyce okazały się martwe. Teoretycznie, instalacje biogazowe wytwarzające biometan mogą także uczestniczyć w aukcjach OZE organizowanych przez prezesa URE. Tu jednak z kolei brak dedykowanych koszyków aukcyjnych oraz przepisów pozwalających na przeliczenie biogazu na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej.

Jako proponowane modele nowego systemu wsparcia dla biometanowni proponuje się zarówno system aukcyjny, jak i systemy oparte na taryfach gwarantowanych i dopłatach do ceny rynkowej – systemy *feed-in tariff* (FIT) oraz *feed-in premium* (FIP) – na wzór sprawnie działających obecnie systemów obowiązujących dla energii elektrycznej wytwarzanej z biogazu. Wydaje się jednak, że najkorzystniejszym rozwiązaniem dla rozwijającego się rynku byłoby wprowadzenie niejako dwustopniowego systemu wsparcia, w którym w pierwszym okresie zastosowane byłyby systemy FIT/FIP, natomiast w miarę wzrostu liczby biometanowni nowo powstające instalacje mogłyby już uczestniczyć w aukcjach na zasadach konkurencyjnych.

Zanim jednak biometanownie rozpoczną działanie w dedykowanym systemie wsparcia, istotne jest zapewnienie takim inwestycjom odpowiedniego finansowania na etapie budowy oraz przyłączenia do sieci. Należy zauważyć, że produkcja biometanu wymaga większych nakładów niż produkcja energii elektrycznej

z biogazu z uwagi na konieczność dostosowania gazu do wymagań sieciowych. Istotnym elementem wpływającym na koszt może okazać się też kwestia przyłączenia do sieci gazowej, zwłaszcza w przypadku biometanowni oddalonych od sieci gazowej.

O ile więc biometan może stać się jednym z kluczowych paliw mających systematycznie zastępować gaz ziemny, o tyle nie będzie to możliwe bez skutecznych regulacji prawnych, zwłaszcza zaś wprowadzenia systemu wsparcia, a także programów dofinansowujących, stanowiących bodziec dla nowych inwestycji.

Jeśli chodzi o rolę niewzbogaconego do parametrów sieciowych biogazu, to po pierwsze, instalacje te – jako instalacje OZE – mają zagwarantowany priorytetowy dostęp na mocy art. 9c ust. 6 ustawy „Prawo energetyczne”, stanowiącego, iż operator systemu elektroenergetycznego w obszarze swojego działania jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Należy przy tym wskazać, że w najnowszych regulacjach unijnych⁸ przewiduje się wprawdzie ograniczenie priorytetowego dostępu do sieci i pozostawienie go wyłącznie dla instalacji mniejszych – o jednostkowej mocy do 400 kW, niemniej jednak począwszy od 2005 roku, kiedy wprowadzono pierwsze regulacje dotyczące odnawialnych źródeł energii do polskiej ustawy „Prawo energetyczne”, taki priorytetowy dostęp był i jest nadal zapewniony (a przynajmniej do momentu transpozycji do krajowego porządku prawnego wskazanych powyżej przepisów unijnych).

Po drugie, należy wskazać na system tzw. niebieskich certyfikatów, czyli świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, wprowadzonych do ustawy o OZE 1 lipca 2016 roku i notowanych na Towarowej Gieldzie Energii. Świadectwa te przysługują biogazowniom rolniczym, które rozpoczęły eksploatację przed 1 lipca 2016 roku i działały przed tą datą w systemie tzw. zielonych certyfikatów. Wprowadzenie przez ustawodawcę oddzielnych świadectw pochodzenia dla energii wytwarzanej z biogazu rolniczego pozwoliło nie tylko „uratować” instalacje biogazowe przed przedłużającym się spadkiem przychodów spowodowanym coraz niższymi cenami zielonych certyfikatów, ale przede wszystkim zapewniło takim instalacjom stabilizację przychodu, bowiem od momentu rozpoczęcia notowań niebieskich certyfikatów na TGE, ich cena utrzymuje się stale na poziomie około 290–300 zł/MWh.

Jeśli zaś chodzi o tzw. nowe instalacje biogazowe, które rozpoczęły eksploatację po 1 lipca 2016 roku (a zatem docelowo wchodzące do nowych systemów wsparcia wprowadzonych ustawą o OZE), należy wskazać, że instalacje te obecnie mogą korzystać ze stabilnych systemów opartych na taryfach gwarantowanych lub dopłatach do ceny rynkowej, czyli systemach *feed-in tariff* (FIT) dla instalacji o mocy do 500 kW oraz *feed-in premium* (FIP) dla instalacji o mocy do 2,5 MW. Oba te systemy niewątpliwie są korzystne dla wytwórców energii z biogazu, bowiem, po pierwsze, zapewniają wejście do systemu w zasadzie wszystkim chętnym podmiotom bez konieczności uczestnictwa w aukcji, a po drugie – gwarantują stosunkowo wysoką stałą cenę wytwarzanej i sprzedawanej energii elektrycznej (w systemie FIT jest to 95%, a w systemie FIP 90% ceny referencyjnej określonej w stosownym rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii⁹). Na-

leży przy tym zauważyć, że systemy te obowiązują zarówno dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, jak i biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków lub jeszcze innych rodzajów biogazu. Na marginesie należy także wskazać, że alternatywnie do możliwości skorzystania z wyżej wskazanych systemów FIT i FIP, wytwórcy mają także możliwość udziału w aukcjach OZE. Tym samym obecne systemy wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w biogazowniach, w tym w biogazowniach rolniczych, trzeba uznać za stosunkowo korzystne i stabilne.

Specyfika regionów w zakresie odchodzenia od węgla

Należy wskazać, że budowa nisko- lub bezemisyjnych źródeł opartych na paliwie gazowym powinna być połączona z rozbudową sieci gazowej. Niektóre obszary kraju, zwłaszcza w jego części środkowej, północnej oraz północno-wschodniej, nadal nie zostały zgazyfikowane i pozostają tzw. białymi plamami. Z jednej strony zatem, aby zapewnić odbiorcom czyste paliwo gazowe muszą oni zostać przyłączeni do sieci. Z drugiej zaś budowa systemowych elektrowni gazowych, a także źródeł biogazowych/biometanowych lub nawet przyszłych źródeł produkcji zielonego wodoru (w praktyce zatem źródeł OZE), powinna w założeniu być skorelowana z planami budowy i rozbudowy sieci gazowej.

W zakresie umiejscowienia źródeł produkcji zielonego wodoru wydaje się, że optymalny model to ulokowanie dużych instalacji OZE wraz z elektrolizerami na obszarach, które – z jednej strony – są lub będą dobrze zgazyfikowane, a z drugiej – pozwalają wykorzystać wytworzony wodór „na miejscu”, np. przez dużych odbiorców końcowych albo jako paliwo transportowe.

Również dla źródeł biogazowych (biometanowych) jedną z istotniejszych przesłanek wyboru lokalizacji będzie dostęp do sieci gazowej, choć powinno to łączyć się z dostępem substratów do produkcji biogazu różnych rodzajów: rolniczego, składowiskowego czy z oczyszczalni ścieków. Na przykład dla biogazowni rolniczych największe możliwości pozyskania biogazu mają, co oczywiste, gospodarstwa rolne specjalizujące się w hodowli zwierzęcej lub mające odpowiedni areal pod uprawy roślin będących substratami do produkcji oczyszczonego biogazu. Mając na uwadze rozmieszczenie produkcji rolnej, należy wskazać, że korzystne warunki do produkcji biometanu byłyby przede wszystkim na terenie Polski północno-wschodniej, północno-zachodniej i zachodniej, gdzie znajdują się największe gospodarstwa rolne w Polsce¹⁰. Nie jest jednak wykluczone zaangażowanie całych społeczności rolnych na terenach o mniejszych arealach, których uprawa łącznie pozwoli zapewnić substrat do produkcji biogazu rolniczego, włączanego następnie jako biometan do sieci gazowej, np. na terenie Małopolski i Podkarpacia, gdzie pokrycie sieciami gazowymi jest znaczne, zaś tereny te są w dużym stopniu terenami rolniczymi (choć o rozdrobnionej strukturze gospodarstw).

Warto również zasygnalizować, że biogazownie, niezależnie od tego, czy działają jako elektrociepłownie czy (w przyszłości) jako biometanownie szczególnie dobrze nadają się do funkcjonowania w systemach zamkniętych. Ich lokalny charakter, zależność od dostępności miejscowego substratu, a jednocześnie niewielka skala (w porównaniu z systemową energetyką) i kapitałochłonność pozwalają stosunkowo łatwo uwzględnić je w rozwiązaniach

o charakterze klastrowym. Takie zastosowanie opisanej technologii pozwoli najlepiej zaadresować potrzeby energetyczne lokalnych społeczności, skrócić łańcuchy dostaw i zmniejszyć straty związane z przesyłem i dystrybucją.

* * *

Nie ulega wątpliwości, że gaz ziemny może stanowić element systemu energetycznego, który pozwoli na płynne przejście z energetyki opartej niemal w 80% na węglu do energetyki działającej w większości z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Przez cały okres transformacji może on być z powodzeniem wykorzystywany zarówno w ciepłownictwie, jak i elektroenergetyce, a także w transporcie niskoemisyjnym. Z czasem gaz ziemny może być uzupełniany, a następnie zastępowany przez biometan, gaz syntetyczny, wodór tzw. szary oraz niebieski (w którym zmniejszenie emisyjności osiąga się poprzez zastosowanie metod wychwytu CO₂, a następnie jego składowanie bądź ponowne wykorzystanie), a w końcu wodór zielony. Urzeczywistnienie możliwości wykorzystania w przyszłości sieci gazowej do transportu gazów odnawialnych wymaga, aby już obecnie powstające gazociągi były do tego w miarę możliwości technicznie dostosowywane.

Korzyści płynące z uwzględnienia gazu ziemnego jako paliwa przejściowego transformacji energetycznej mają, poza wymiarem finansowym i organizacyjnym, również wymiar zdrowotny. Zastosowanie energetyki gazowej na szeroką skalę zmniejszy poziom emisji CO₂, a w kontekście ciepłownictwa – wraz z rozwojem sieci – doprowadzi do znaczącej poprawy jakości powietrza. Wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego, a następnie wykorzystanie sieci gazowej do transportu gazów odnawialnych nie będzie w pełni możliwe, jeżeli w najbliższym czasie nie będzie możliwości finansowania inwestycji w źródła wytwórcze i sieć przez instytucje i fundusze unijne. Polska wciąż boryka się z problemem białych plam gazowych i pokonanie go bez wsparcia środków unijnych będzie niezwykle trudne.

Jan Sakławski, radca prawny/wspólnik
Karolina Wcisło-Karczewska starszy prawnik

¹ EGD, pkt 2.1.2.

² KPEiK, s. 29–30.

³ PEP 2040, rozdział 1.II, s. 6.

⁴ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

⁵ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20NRAs%20Survey.%20Hydrogen,%20Biomethane,%20and%20Related%20Network%20Adaptations.docx.pdf

⁶ https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en

⁷ <https://biznesalert.pl/biometan-pgnig-wiceprezes-jaroslaw-wrobel-miejsca-pracy-rolnictwo-energetyka-gaz/>

⁸ Art. 12 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

⁹ Obecnie obowiązuje rozporządzenie ministra klimatu z 24 kwietnia 2020 roku w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 roku oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 roku (Dz.U. 2020, poz. 798).

¹⁰ Na podstawie ogłoszenia prezesa ARiMR: „Średnia wielkość powierzchni gruntów rolnych w gospodarstwie rolnym w poszczególnych województwach w 2020 roku”, <https://www.arimr.gov.pl/pomoc-krajowa/srednia-powierzchnia-gospodarstwa.html>

Rok użytkowania instalacji LNG w Kłajpedzie



Jednorazowa dostawa gazu drogą morską do stacji w Kłajpedzie to około 3 tys. m sześć. LNG.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podsumowało pierwszy pełny rok wykorzystania instalacji na Litwie. Spółka przypieczętowała jubileusz odebraniem kolejnej dostawy LNG do Kłajpedy na początku kwietnia.

W pierwszym pełnym roku jej użytkowania PGNiG załadowało tam 327 autocystern o łącznym wolumenie 5856 ton LNG do sprzedaży. Na początku kwietnia spółka rozładowała około 3 tys. m sześć. LNG pochodzącego z Norwegii. Ładunek od firmy Gasum przyплыł fińskim zbiornikowcem Kairos. Była to już piąta dostawa gazu do stacji przeładunkowej LNG w Kłajpedzie od 1 kwietnia 2020 roku, a więc odkąd PGNiG rozpoczęło wyłączne użytkowanie instalacji należących do Klaipedos Nafta.

– Dla PGNiG wykorzystanie stacji w Kłajpedzie to możliwość ekspansji na nowe rynki w segmencie LNG małej skali. Nadal jednak większość cystern z LNG załadowanych w tej stacji trafia do klientów w północno-wschodniej Polsce. Krótszy niż ze Świnoujścia dystans między Kłajpedą a odbiorcami w tej części kraju znacznie wpływa na koszty transportu, a zatem i na cenę



PAWEŁ MAJEWSKI,
prezes PGNiG

Krótszy niż ze Świnoujścia dystans między Kłajpedą a odbiorcami w północno-wschodniej części kraju znacznie wpływa na koszty transportu, a zatem i na cenę dostarczanego gazu.



Wśród kontrahentów odbierających LNG z Kłajpedy jest spółka PGNiG Obrót Detaliczny, dla której ładunki wożą z Litwy autocysterny firmy Gas-Trading należącej do Grupy Kapitałowej PGNiG.



EKSPLOATACJA STACJI LNG W KŁAJPEDZIE PRZEZ PGNiG

1 kwietnia 2020 – 4 kwietnia 2021

327 załadowanych autocystern

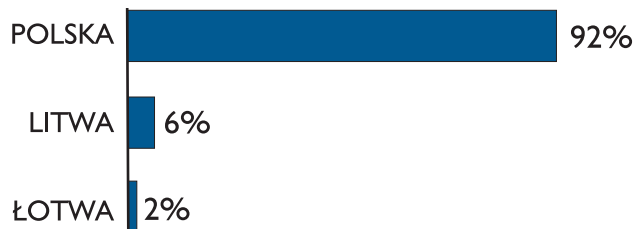
5856 ton – łączny załadowany tonaż LNG

5 odebranych dostaw LNG drogą morską

łączny odebrany wolumen ok. 7 tys. ton LNG (około 104,5 GWh)

– *Oceniając pierwszy rok współpracy z PGNiG, możemy śmiało stwierdzić, że nasze wysiłki na rzecz tworzenia wartości dla rozwijającego się regionalnego rynku LNG przyniosły wymierne efekty. Mamy nadzieję, że tą współpracą – określoną za sprawą pięcioletniej umowy – będziemy nadal i w jeszcze większym stopniu uwalniać potencjał regionu. Zwłaszcza że na Litwie obserwujemy działania zmierzające do większego wykorzystania LNG jako alternatywnego paliwa dla komercyjnego transportu drogowego. W tym sensie Polska jest inspirującym przykładem* – powiedział **Dariusz Śilenski**, prezes KN.

KIERUNKI DYSTRYBUCJI LNG ZE STACJI W KŁAJPEDZIE



Dotychczas PGNiG odebrało w Kłajpedzie łącznie około 8,4 tys. ton LNG, co odpowiada około 127 GWh energii. W trakcie pierwszego pełnego roku użytkowania stacji przez spółkę 92 proc. przeładowanego do cystern samochodowych gazu trafiło do Polski, 6 proc. do odbiorców na Litwie, a pozostała część na Łotwę. Wśród kontrahentów jest spółka PGNiG Obrót Detaliczny, dla której ładunki LNG wożą z Litwy autocysterny firmy Gas-Trading należącej do Grupy Kapitałowej PGNiG.

Dostawy LNG drogą morską do nabrzeżnej stacji wykonują jednostki pływające o pojemności zbiorników 30 razy mniejszej niż w przypadku konwencjonalnych metanowców oceanicznych. Nabrzeżna stacja odbioru i przeładunku LNG wyposażona jest w pięć zbiorników LNG o łącznej pojemności 5 tys. m sześć. (2250 ton) LNG. Posiada dwa stanowiska do załadunku autocystern lub ISO-kontenerów, które mogą być używane jednocześnie. Maksymalne tempo załadunku to 100 m sześć. (45 ton) LNG na godzinę, co oznacza, że ładowanie jednej autocysterny trwa około 30 minut. Stacja posiada również nabrzeże przystosowane do odbioru i załadunku LNG na jednostki pływające mniejszej skali. Tempo odbioru to 1250 m sześć. (562,5 tony) skroplonego gazu ziemnego na godzinę. Tempo załadunku statków wynosi 250–500 m sześć. (112,5–225 ton) LNG na godzinę. Nabrzeże stacji w Kłajpedzie umożliwia także bunkrowanie statków napędzanych silnikami na LNG.

dostarczanego gazu. Z błękitnego paliwa korzystają nie tylko klienci biznesowi. Zasilane są nim również stacje regazyfikujące LNG na terenach, na które nie dotarła sieć gazowa. Nasz gaz z Litwy dostępny jest także na stacjach, na których LNG tankowany jest do pojazdów ciężkiego transportu drogowego – powiedział **Paweł Majewski**, prezes zarządu PGNiG.



DARIUSZ ŚILENSKI,
prezes Klaipėdos Nafta

Na Litwie obserwujemy działania zmierzające do większego wykorzystania LNG jako alternatywnego paliwa dla komercyjnego transportu drogowego. W tym zakresie Polska jest inspirującym przykładem.

Nie rozwijając technologii pośrednich, nie dochodzimy do tych najbardziej zaawansowanych



Rozmowa z **prof. Maciejem Chorowskim**, prezesem Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Apele o innowacyjność stały się w Polsce jednym z najczęściej formułowanych haseł. Pana olbrzymi dorobek naukowy oraz udział w kształtowaniu krajowej polityki proinnowacyjnej pozwala na rzeczową i realną odpowiedź na nie.

Innowacyjność, co do zasady, oznacza odejście od zastanych i głęboko ugruntowanych nawyków, usług, produktów i technologii. Ale innowacyjne mogą być również nowe procesy i zachowania społeczne. Polskie społeczeństwo jest bardzo otwarte na innowacje, czego dowodem jest niezwykle szybka implementacja i upowszechnienie się takich technologii jak np. prosumencka fotowoltaika, bezgotówkowe formy płatności czy systemy uwierzytelniania danych osobowych przez konta bankowe. Natomiast mamy problem z innowacyjnością wymagającą konsekwencji i wielu lat rozwoju produktu na dający się przewidzieć, ale wciąż nieistniejący rynek. Przykładem są chociażby technologie związane ze skroplonym gazem ziemnym LNG, które zaczęły być rozwijane w Norwegii w latach 70. XX wieku, a w pierwszej dekadzie XXI wieku kraj ten stał się niekwestionowanym liderem w tej dziedzinie. W Polsce horyzont czasowy oczekiwań dotyczących technologii jest najwyższy kilkuletni, nieprzekraczający pojedynczej kadencji parlamentarnej. Brak szybkich efektów po medialnym ogłoszeniu naszych, często rzeczywistych przewag w różnych dziedzinach powoduje zniechęcenie, często połączone wręcz ze zmarnowaniem już poniesionych nakładów. Kto jeszcze pamięta o polskim grafenie czy niebieskim laserze?

Jak oceniać można ewolucję polskiej innowacyjności? W swoich publikacjach od lat upominał się pan o systemowe podejście do projektów strategicznych, którego brak jest skutkiem zaniku myślenia inżynierskiego na

rzecz socjologiczno-prawniczo-finansowego. Czy obserwuje się jakiś postęp w odwróceniu tego trendu?

Polska nie ma problemów z innowacyjnością procesową. Jak już wspomniałem, jesteśmy liderami chociażby w bankowości elektronicznej. Natomiast w przypadku rysujących się wieloletnich trendów, takich jak np. odchodzenie od paliw stałych na rzecz węglowodorów, nie rozwijamy odpowiednio wcześniej technologii i produktów, które potem staną się wręcz niezbędne w łańcuchu wartości nowych procesów. Na przykład stojąc obecnie przed ogromnymi inwestycjami w kogenerację gazową, nie dysponujemy takimi technologiami jak turbiny gazowe czy odpowiednie materiały na wysokotemperaturowe wymienniki ciepła. Podobnie rzecz się ma z technologiami wodorowymi. Widzimy końcowe produkty, jak np. autobusy wodorowe, ale komponenty o wysokiej wartości dodanej, na przykład ogniwa paliwowe, muszą być importowane. Nie rozwijając technologii pośrednich, nie dochodzimy do tych najbardziej zaawansowanych. Na przykład turbiny wodorowe, które mogą okazać się kluczowe w przyszłych systemach energetycznych, są zaawansowanymi turbinami gazowymi. Projekty strategiczne muszą opierać się na doskonałej inżynierii i umiejętności przewidywania globalnych trendów technologicznych. Natomiast w Polsce często są podporządkowywane myśleniu życzeniowemu, ukierunkowanemu na osiąganie celów politycznych i społecznych, bez zrozumienia skrośnych powiązań między sektorami gospodarki, a także przesunięć czasowych gotowości technologicznej elementów systemu, które powinny współdziałać.

Innowacyjność w naturalny sposób kojarzy gospodarkę i naukę. W jakich branżach te relacje są najbardziej efektywne, szczególnie w obszarze przejścia od prac

badawczych do wdrożeniowych? Według najnowszego raportu Komisji Europejskiej – *European Innovation Scoreboard*, w latach 2018–2019 Polska wykazała „silny wzrost”, dzięki czemu wydajność systemu innowacji wzrosła o 13 pkt. proc. w odniesieniu do 2012 roku, więc jakiś postęp jest.

Gospodarka i nauka muszą współdziałać, chociaż realizują odmienne cele. Problemem nauki jest to, że oferuje niesprawdzone na szeroką skalę rozwiązania, natomiast gospodarka domaga się gwarancji działania wdrażanych rozwiązań. Obie strony muszą sobie zaufać. Naukowcy nie mogą mieć obaw, że staną się obiektem przyszłych roszczeń, natomiast przedsiębiorcy nie powinni się bać, że zostaną z wdrażanymi prototypami bez wsparcia badawczo-rozwojowego, gdyby okazało się ono konieczne. Czyli potrzebny jest rynek **Beta**, tworzony przez korporacje, samorządy lub duże przedsiębiorstwa. O ile w Polsce dość dobrze funkcjonuje system wspierania prac badawczo-rozwojowych przedsiębiorstw, o tyle rynek **Beta** w praktyce nie istnieje właśnie ze względu na brak zaufania i lęk, że charakterystyczne dla tego rynku bliskie relacje między zamawiającym a sprzedającym mogą być interpretowane jako potencjalnie korupcyjne. To są problemy o charakterze kulturowym i mentalnym, więc trudne do rozwiązania metodami administracyjnymi.

W dyskusjach o krajowej innowacyjności bardzo często pojawiają się apele do administracji publicznej, aby wykazywała inicjatywy legislacyjne w zakresie koniecznych regulacji i systemów wsparcia dla innowacyjnych projektów, ważnych dla transformacji w kierunku neutralności klimatycznej.

Tak, regulacje mogą być bardzo pomocne w przypadku inicjacji nowych procesów o charakterze innowacyjnym. Doskonałym przykładem jest program NFOŚiGW „Mój prąd”, który dzięki zagwarantowanemu ustawowo poprzez system opustów wirtualnemu magazynowi energii elektrycznej i dotacji NFOŚiGW doprowadził do powstania kilkuset tysięcy fotowoltaicznych instalacji prosumenckich. Natomiast regulacje muszą nadążać za rzeczywistością techniczną, czego przykładem jest zapowiedź Ministerstwa Klimatu i Środowiska odejścia od systemu opustów w 2022 roku i przejścia na system rynkowy rozliczeń energii pochodzącej od prosumentów. To z kolei powoduje przystąpienie NFOŚiGW do przygotowania nowej edycji programu „Mój prąd”, która zostanie wprowadzona w momencie odejścia od systemu opustów i spowoduje, dzięki odpowiednio skonfigurowanej dotacji na systemy zarządzania czy magazynowania energii, wzrost autokonsumpcji energii przez prosumentów oraz zachęci do nabywania samochodów elektrycznych. Bardzo ważne dla rozwoju innowacji jest prawo zamówień publicznych. Dzięki sformułowaniu zasad zamówień przedkomercyjnych (ang. PCP) możliwe było wdrożenie w Polsce tzw. systemu DARP-owskiego rozwoju nowych produktów, polegającego na wskazaniu oczekiwanych do rozwiązania problemów bez wskazywania metody dojścia do tak zdefiniowanego celu. Ta metoda została skutecznie zastosowana przez NCBR w takich programach jak „Blok 200+” i „Magazyny wodoru”. Pytanie – zadanie konkursowe – zostało skierowane szeroko do rynku, aby potem – w kolejnych fazach – zamawia-

jący mógł wybrać najlepsze rozwiązanie. Aukcje pozwoliły na skalowanie źródeł OZE z minimalizacją ryzyka inwestycyjnego.

Dla czytelników „Przeglądu Gazowniczego” najważniejsza jest ocena sytuacji w branży gazowniczej w zakresie innowacji. Jest to ważne, bo wielokrotnie podkreślał pan, że naszą szansą jest wsparcie tradycyjnej branży najnowszymi technologiami.

W procesie odchodzenia od paliw stałych i wysokoemisyjnych węglowodorów gaz odegra kluczową rolę w transporcie, ciepłownictwie i energetyce. Branża gazownicza jest otwarta na innowacyjność, czego dowodem jest chociażby wiodąca rola polskich stoczni w produkcji statków z napędami zasilanymi LNG. Pierwszy taki prom powstał w Polsce i to dzięki współpracy Stoczni „Remontowa” z Politechniką Wrocławską. Warto też przypomnieć, że Polska jest jedynym europejskim państwem, które odzyskuje hel z gazu ziemnego w bardzo zaawansowanym technologicznie procesie. W dużej części jest to efekt współpracy naukowców z Instytutu Fizyki Molekularnej PAN, z oddziału zlokalizowanego w bezpośrednim sąsiedztwie Zakładów Odazotowania Gazu Ziemnego PGNiG w Odolanowie, z inżynierami z tych zakładów. Jest to kolejny przykład udanej współpracy branży z ośrodkiem naukowym. Współpracy żywej, obecnie mającej na celu m.in. separację rzadkiego izotopu ^3He z wykorzystaniem zjawisk fizyki kwantowej. Bardzo ciekawy dla branży będzie program rozwoju biogazowni i doprowadzenia biogazu do stopnia czystości pozwalającego na mieszanie z gazem ziemnym i „zazielenienie” gazu w postaci sprężonej lub bio-LNG.

W najbliższym czasie rola NFOŚiGW będzie szczególnie ze względu na wyzwania, jakie czekają nas z zaprogramowaniem środków na Fundusz Odbudowy i Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. Rozumiem, że trwają prace nad scenariuszami realizacji. Bardzo dobrym sygnałem dla wszystkich zainteresowanych jest informacja, że Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej podpisały umowę o współpracy na rzecz rozwoju w Polsce zielonych technologii. Wspólnie wypracowane idee będą weryfikowane i prezentowane przez NCBR, a następnie wdrażane i komercjalizowane w programach NFOŚiGW.

Umowa o współpracy, zawarta pomiędzy NFOŚiGW a NCBR, pozwala na rozwiązanie problemu skalowania wybranych produktów i technologii niezbędnych w transformacji energetyki, transportu i szeroko rozumianej polityce klimatycznej. Fundusz, poprzez swoje programy priorytetowe, takie jak np. „Czyste powietrze”, „Nowa energia” czy planowane programy w ramach Funduszu Modernizacyjnego, tworzy rynki dla takich produktów jak np. magazyny energii, elektrolizery, technologie wodorowe, ogniwa paliwowe i inne. Chcielibyśmy stać się w przedsięwzięciach NCBR dla takich produktów i technologii zamawiającym w rozumieniu PZP, gwarantującym rynek dla przedsiębiorstw, które dzięki wsparciu NCBR opracują prototypy spełniające wymagania rynku. Wiele tych zamówień będzie powiązanych z branżą gazowniczą.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Perspektywy gazu ziemnego jako paliwa transformacyjnego w kontekście „Taksonomii UE”

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

16 września 2020 roku Ursula von der Leyen w orędziu o stanie Unii Europejskiej oświadczyła, że po przeprowadzeniu szerokich analiz KE proponuje zwiększenie celu redukcji emisji GHG do 2030 roku do co najmniej 55%, uznając to zadanie za realistyczne i wykonalne.

Przypomnijmy, że Europejski Zielony Ład podkreśla potrzebę stworzenia sektora energetycznego bazującego w dużej mierze na źródłach odnawialnych, z jednoczesnym odejściem od węgla i obniżeniem emisyjności sektora gazu, ponieważ ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. Obniżenie emisyjności sektora gazu ma nastąpić m.in. poprzez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie dalekowszereżowej koncepcji konkurencyjnego bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią.

Realizacji celów EGS ma służyć m.in. rozporządzenie (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje („Taksonomia UE”), obowiązujące od 12 lipca 2020 roku, którego głównym celem jest określenie obiektywnych kryteriów, które pozwolą inwestorom i instytucjom finansowym zamierzającym wspierać finansowo projekty realizujące założenia Europejskiego Zielonego Ładu zweryfikować, czy konkretne inwestycje ubiegające się o finansowanie są rzeczywiście zrównoważone środowiskowo czy może są elementem „pseudoeologicznego marketingu” (tzw. *greenwashing*). Spełnianie lub niespełnianie kryteriów zrównoważenia środowiskowego przez dany projekt inwestycyjny może zatem przełożyć się bezpośrednio na uzyskanie lub nieuzyskanie finansowania dla tego projektu w instytucji finansowej promującej zielone inwestycje.

Taksonomia UE stanowi, że dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako zrównoważona środowiskowo, jeżeli:

- wnosi istotny wkład w realizację co najmniej jednego z celów środowiskowych, do których należą:
 - łagodzenie zmian klimatu,
 - adaptacja do zmian klimatu,
 - zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich,
 - przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym,
 - zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola,
 - ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów,
- b) nie wyrządza poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych,
- c) jest prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami w zakresie ochrony praw człowieka, wynikającymi z wytycznych

i aktów przyjętych przez OECD, ONZ, Międzynarodową Organizację Pracy,

d) spełnia techniczne kryteria kwalifikacji, do których określenia została upoważniona Komisja Europejska na podstawie upoważnienia Parlamentu Europejskiego i Rady.

Zgodnie z „Taksonomią UE”, Komisja Europejska uzyskała mandat do określenia na drodze aktu delegowanego technicznych, aktualnych i opartych na dowodach naukowych kryteriów kwalifikacji służących do określenia, czy działalność gospodarczą można uznać za przyczyniającą się w znacznym stopniu do osiągnięcia celów środowiskowych.

Zanim KE opublikowała projekt ww. aktu delegowanego, opublikowane zostały zalecenia Grupy Ekspertów Technicznych (TEG), które miały posłużyć Komisji Europejskiej jako podstawa naukowa do jego opracowania. Wytyczne ekspertów wynikające z tego opracowania określiły m.in. bardzo rygorystyczny maksymalny dopuszczalny poziom emisji CO₂ dla źródeł wytwórczych, w tym dla elektrowni gazowych i jednostek kogeneracji gazowej, wynoszący 100 g CO₂ na kWh, w granicach którego źródło można uznać za zrównoważone środowiskowo (s. 231 i 502 aneksu technicznego do raportu TEG ws. taksonomii). Taki poziom emisyjności spotkał się z krytyką branży gazowniczej jako wykluczający możliwość uzyskania przez inwestycje w elektrownie gazowe i jednostki kogeneracyjne opalane gazem ziemnym statusu inwestycji zrównoważonych środowiskowo.

Ostatecznie, 21 kwietnia 2021 roku Komisja Europejska opublikowała tekst aktu delegowanego w sprawie unijnej systematyki dotyczącej zrównoważonego rozwoju w dziedzinie klimatu, w którym określiła pierwszy zestaw kryteriów technicznych służących do wskazania tych rodzajów działalności, które wnoszą istotny wkład w realizację pierwszych dwóch celów środowiskowych (spośród sześciu) określonych w unijnej systematyce, jakimi są łagodzenie zmiany klimatu i adaptacja do zmian klimatu.

W porównaniu z rozwiązaniami wynikającymi z raportu TEG, KE zaproponowała w treści aktu delegowanego kompromisowe podejście dotyczące gazu ziemnego poprzez wyraźne uznanie jego roli jako ważnej technologii w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz poprzez zapowiedź specjalnego prawodawstwa gwarantującego, że rodzaje działalności dotyczące gazu ziemnego, przyczyniające się do redukcji emisji, nie zostaną pozbawione odpowiedniego finansowania.

Komisja Europejska podkreśliła jednocześnie, że aktywności w zakresie gazu ziemnego mogą zostać potraktowane jako przejściowe w rozumieniu art. 10 ust. 2 „Taksonomii UE” i objęte odrębnym aktem delegowanym, o ile nie istnieje technologicznie i ekonomicznie wykonalna alternatywa niskoemisyjna oraz pod warunkiem, że na podstawie jednoznacznych dowodów naukowych można stwierdzić, iż działalności te są zgodne ze ścieżką ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej, odzwierciedlają najlepsze w swojej klasie wyniki, nie utrudniają rozwoju i wdrażania niskoemisyjnych alternatyw oraz nie prowadzą do zablokowania procesu odchodzenia od zasobów wysokoemisyjnych. W przypadku tych działań w przyszłym akcie delegowanym zostaną określone techniczne kryteria monitorowania oceny znacznego wkładu w łagodzenie zmiany klimatu i „niewyrządzanie znaczącej szkody” innym celem środowiskowym.

Stosownie do opublikowanego razem z aktem delegowanym komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego [COM (2021) 188 final] z 21 kwietnia 2021 roku pt. „Taksonomia UE, sprawozdawczość dotycząca zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw, preferencje dotyczące zrównoważonego rozwoju i obowiązki powiernicze: kierowanie finansowania w kierunku Europejskiego Zielonego Ładu” Komisja Europejska zapowiedziała, że rozważy zaproponowanie przepisów wspierających finansowanie niektó-

rych rodzajów działalności gospodarczej, głównie w sektorze energetycznym, w tym gazu, które przyczyniają się do redukcji emisji gazów cieplarnianych w sposób wspierający przejście do neutralności klimatycznej, m.in. poprzez określenie ram czasowych i etapów pośrednich dla tych rodzajów działalności gospodarczej, w tym dla istniejących inwestycji, które przyczyniają się do procesu transformacji w sposób zgodny z Europejskim Zielonym Ładem.

Takie podejście – zdaniem KE – pozwoli na kontynuację konkluzji Rady Europejskiej z 11–12 grudnia 2020 roku, w których uznano rolę technologii przejściowych, w tym rolę gazu ziemnego. Inwestycje w projekty dotyczące gazu ziemnego mogą – według Komisji Europejskiej – kwalifikować się do dofinansowania z instrumentów UE na postawie indywidualnej oceny, o ile takie inwestycje wspierają cele polityki UE w sposób zgodny z Europejskim Zielonym Ładem.

Wydaje się zatem, że Komisja Europejska gotowa jest do przyjęcia bardziej elastycznego podejścia w sprawie uznania i wsparcia gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, niż można było oczekiwać po zapoznaniu się z raportem TEG.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny, współnik zarządzający w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

W II kwartale 2021 roku działalność standaryzacyjna IGG była prowadzona wyłącznie w trybie zdalnym, spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione w poprzednich latach dokumenty standaryzacyjne odbywały się głównie w aplikacji Teams.

W marcu odbyło się spotkanie inauguracyjne prace ZR 43, którego zadaniem jest opracowanie dokumentu standaryzacyjnego dotyczącego *Information security controls for the energy utility industry*, tematu zatwierzonego przez KST w lutym 2021 roku. Kierownikiem zespołu został Sebastian Pelowski (PGNiG).

W maju odbyła się konferencja uzgodnieniowa dla **ST-IGG-3301** *Technologie bezwykopowe. Horyzontalne przewiertki sterowane* (kierownikiem zespołu jest Jacek Janicki, ZRB JANICKI). Po uwzględnieniu w standardzie zmian będących wynikiem dyskusji standard został skierowany do oceny przez niezależnego eksperta.

W głosowaniu przeprowadzonym w trybie internetowym KST podjął uchwałę 253/VI/2021 w sprawie rozpoczęcia – na wniosek dwóch firm członkowskich – drugiej nowelizacji **ST-IGG-0201:2018** *Protokół komunikacyjny SMART-GAS*. Nowelizacja będzie przedmiotem prac ZR 2B, do zespołu zostali oddelegowani kolejni przedstawiciele firm stowarzyszonych w IGG.

17 czerwca w trybie internetowym odbyło się kolejne, LI Posiedzenie Plenary KST. Podczas spotkania powitano nowych członków KST – Magdaleny Dytczak (EuRoPol GAZ s.a.) i Grzegorza Kachelka (GAZ–SYSTEM), którzy dołączyli do KST po przejściu poprzednich reprezentantów obu tych firm na emeryturę.

Podczas posiedzenia uchwałą 254/VI/2021 zatwierdzono opracowany przez zespół 2C pod kierownictwem Grzegorza Rosłonka (PGNiG) standard **ST-IGG-0209:2021** *Ocena jakości gazów ziemnych. Część 4 – Przyrządy pomiarowe do wyznaczania temperatury punktu rosy wody w gazach ziemnych*.

Na tym samym posiedzeniu podjęto uchwałę 255/VI/2021 w sprawie zatwierdzenia zakresu i harmonogramu oraz rekomendowania budżetu na opracowanie projektu standardu **prST-IGG-3502** *Wymagania techniczne dla infrastruktury związanej z przyłączaniem biogazowni*. Kierownikiem zespołu został Paweł Filanowski (PSG).

Podczas spotkania dokonano uzupełnienia składu Prezydium KST, do którego dołączyli Krystian Liszka (GAZ–SYSTEM) i Jacek Michalik (PSG).

Kazimierz Nowak, przewodniczący KST, poinformował, że w związku z przejściem na emeryturę od 1 sierpnia rezygnuje z pełnienia funkcji przewodniczącego. Wszyscy członkowie KST podziękowali przewodniczącemu za wieloletnie starania o zapewnienie w środowisku odpowiedniej roli standaryzacji IGG.

Przewodniczący przekazał informację, że Zarząd IGG zatwierdził Grzegorza Rosłonka na nowego przewodniczącego KST, który będzie pełnił tę funkcję od 1 sierpnia 2021 roku.

W wielu zespołach trwają prace nad opracowaniem nowych i nowelizacji opracowanych w poprzednich latach standardów:

ZR 1 (kierownik – Daniel Wysokiński, GAZ–SYSTEM) zajmuje się nowelizacją standardu dotyczącego wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym; w czerwcu została już opracowana pierwsza wersja dokumentu.

ZR 2A (kierownik – Wojciech Laszuk, PSG) – w opracowaniu jest nowy standard dotyczący układów rozliczeniowych, od końca maja spotkania mają się odbywać co dwa tygodnie.

ZR 2B (kierownik – Bartosz Pisarek, GAZ–SYSTEM) intensywnie pracuje nad standardem dla przeliczników i rejestratorów i przygotowuje się do rozpoczęcia nowelizacji **ST-IGG-0201**.

ZR 3 (kierownik – Joanna Pindelska, PSG) opracowuje nowelizację standardów dotyczących prób ciśnieniowych gazociągów z PE i przekazuje uwagi do planowanych zmian w tzw. rozporządzeniu sieciowym.

ZR 6 (kierownik – Marek Fiedorowicz, GAZ–SYSTEM) pracuje nad drugą nowelizacją **ST-IGG-0602** oraz nad opracowaniem nowego standardu dla ochrony katodowej konstrukcji złożonych (kierownik podzespołu ds. **ST-IGG-0603** – Grzegorz Sachajdak, PGNiG).

ZR 13 – po rezygnacji dotychczasowego kierownika dokończenia prac nad standardem dotyczącym rozruchu i ruchu próbnego podjął się Marceł Ptak, członek KST.

ZR 36 (kierownik – Mateusz Bil, GAZ–SYSTEM) pracuje nad standardami dotyczącymi inspekcji rurociągów tłokami.

ZR 38 (kierownik – Grzegorz Okaj, GAZ–SYSTEM) pracuje nad standardem dotyczącym kompensacji naprężeń w gazociągach.

ZR 39 – po rezygnacji dotychczasowego kierownika zespół, który ma opracować standard dotyczący osuszania gazu, odbył dwa spotkania, na których uzgodniono konieczność rozszerzenia składu zespołu.

Sekretariat KST

Dzięki sztucznej inteligencji PGNiG będzie wydobywać efektywniej, taniej i bardziej ekologicznie

Łukasz Ruciński

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoczęło wdrażanie projektu *Smart Field*, który wykorzystuje zaawansowane technologie cyfrowe do wsparcia działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Jednym z efektów będzie wzrost krajowych wydobywalnych zasobów gazu ziemnego o ponad 7 miliardów metrów sześciennych.

– Projekt Smart Field potwierdza, że PGNiG działa zgodnie z najnowszymi trendami, jeśli chodzi o wykorzystanie narzędzi cyfrowych w poszukiwaniu i wydobyciu węglowodorów. Nasi specjaliści mają ogromną wiedzę i doświadczenie, których wykorzystanie napotyka naturalną barierę, jaką jest wydajność ludzkiego umysłu. Dzięki zastosowaniu sztucznej inteligencji, uczenia maszynowego oraz rozwiązań chmurowych jesteśmy w stanie przyspieszyć procesy analityczne, a także zwiększyć liczbę i szczegółowość przetwarzanych danych. W efekcie poprawimy efektywność działalności poszukiwawczo-wydobywczej PGNiG zarówno pod względem operacyjnym, jak i finansowym – powiedział Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA.

Wykorzystanie technologii informatycznych do analizy różnych wariantów realizacji prac wiertniczych i inwestycji związanych z zagospodarowaniem złóż pozwoli na zwiększenie dostępności zasobów ropy i gazu, którymi dysponuje PGNiG. Eksperti spółki szacują, że efektem wdrożenia projektu *Smart Field* w latach 2021–2022 będzie wzrost krajowych zasobów wydobywalnych gazu o 7,3 mld m sześciennych. Biorąc pod uwagę rezultaty wcześniej zrealizowanych projektów cyfrowych, zastosowanie technologii informatycznych do wsparcia działalności poszukiwawczo-wydobywczej PGNiG przełoży się w latach 2019–2022 na wzrost zasobów wydobywalnych gazu ziemnego w kraju o ponad 11 mld m sześciennych. Daje

to możliwość wykorzystania tych zasobów gazu. Dlatego *Smart Field* to nie tylko gwarancja utrzymania krajowego wydobycia gazu ziemnego na stabilnym poziomie. To również przedłużenie pracy kopalni obsługujących złoża średnio o 10 lat, co z kolei oznacza utrzymanie lokalnych miejsc pracy, zwiększenie wpływów dla gmin z tytułu podatków i opłat od wydobycia, a także dodatkowe zabezpieczenie krajowych dostaw gazu ziemnego.

Smart Field to kompleksowe podejście umożliwiające bardzo dokładne analizy całego procesu produkcyjnego – od złoża po system przesyłowy. Oprócz zwiększenia bazy zasobowej węglowodorów, jego zastosowanie pozwoli na obniżenie kosztów wydobycia poprzez optymalizację inwestycji w infrastrukturę produkcyjną. Wspierane sztuczną inteligencją symulacje różnych wariantów eksploatacji złoża umożliwiają m.in. optymalizację pracy i liczby odwiertów oraz zwiększenie efektywności infrastruktury powierzchniowej. To z kolei przekłada się na mniejsze emisje gazów cieplarnianych związanych z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

– Gaz ziemny może odegrać kluczową rolę w procesie szybkiej dekarbonizacji krajowej gospodarki. Chcemy, aby dostarczane przez nas paliwo charakteryzowało się jak najmniejszym śladem węglowym w całym łańcuchu wartości. Dlatego działania na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w segmencie upstream są jednym z naszych priorytetów – podkreślił Paweł Majewski.

Smart Field to kolejny etap w procesie digitalizacji działalności poszukiwawczo-wydobywczej PGNiG. W 2019 roku spółka przedstawiła platformę Cyfrowe Złoże, która na jednym modelu złoża integruje pracę specjalistów z różnych dziedzin związanych z wydobyciem węglowodorów. Pozytywne efekty wdrożenia platformy skłoniły PGNiG do rozszerzenia jej możliwości o automatyzację procesów analitycznych z wykorzystaniem sztucznej inteligencji i uczenia maszynowe wsparte dużą mocą obliczeniową, jaką daje cyfrowa chmura.



– *Smart Field jest naturalnym rozwinięciem Cyfrowego Złoża, ale to coś więcej niż ulepszona wersja poprzedniego systemu. To skok technologiczny, który otwiera przed nami nowe możliwości budowania pozycji na światowych rynkach* – zaznaczył **Robert Perkowski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. operacyjnych**.
– *Smart Field pozwala wykorzystać wiedzę i doświadczenie specjalistów spółki pracujących w Polsce do wsparcia działalności poszukiwawczo-wydobywczej GK PGNiG w innych krajach.*

Prezes Perkowski dodał, że możliwość zdalnej obsługi procesów związanych z projektowaniem prac poszuki-

wawczo-wydobywczych stała się szczególnie istotna po doświadczeniach związanych z pandemią Covid-19.

– *Każde przekroczenie harmonogramu projektu to koszty. Dzięki rozwiązaniu Smart Field minimalizujemy ryzyko opóźnień poprzez umożliwienie powszechnego dostępu do posiadanych danych i specjalistycznego oprogramowania z każdej lokalizacji GK PGNiG. Wprowadzenie takich rozwiązań pozwoli naszym specjalistom na wspólną pracę w tym samym czasie na tych samych modelach, co znacznie zwiększy zarówno jej tempo, jak i efektywność* – zaznaczył Robert Perkowski.

Łukasz Ruciński, Biuro Public Relations PGNiG SA

5 lat dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu

Marcin Poznań

W czerwcu 2021 roku mija pięć lat od momentu, gdy należący do GAZ–SYSTEM Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu odebrał zamówiony przez PGNiG pierwszy komercyjny ładunek skroplonego gazu ziemnego. To wydarzenie otworzyło drogę do dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw tego surowca do Polski. Po raz pierwszy możliwe stało się wówczas sprowadzanie w ilościach komercyjnych gazu innego niż rosyjski.

Pierwsza komercyjna dostawa LNG odbyła się 17 czerwca 2016 roku. Gaz transportowano wówczas z Kataru. Niemal pięć lat później, 15 czerwca br., do terminalu w Świnoujściu przyplął – również pochodzący od Qatargas – 130. ładunek skroplonego gazu ziemnego. Jednostka o nazwie Duhail dostarczyła około 90 tys. ton LNG, co odpowiada około 120 mln m sześć. gazu ziemnego w lotnym stanie skupienia.

– *Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu pozwala na import gazu z różnych kierunków, pomagając w dywersyfikacji, zmniejszeniu zależności od jednego, dominującego dostawcy i zwiększeniu w ten sposób bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. W 2020 roku LNG stanowiło już ponad 25 proc. gazu importowanego do Polski* – powiedział **Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG**.

– *Będziemy nadal dynamicznie rozwijać naszą działalność w zakresie LNG. Dlatego zarezerwowaliśmy dodatkowe moce regazyfikacyjne w terminalu w Świnoujściu, a także podjęliśmy decyzję o wycarterowaniu dwóch gazowców do obsługi części kontraktów* – dodał prezes PGNiG.

– *Możliwość dostarczania gazu drogą morską zmieniła perspektywy polskiego sektora gazowego. Obecnie terminal pozwala odbierać 5 mld metrów sześć. gazu rocznie. Po zakończeniu programu rozbudowy instalacji, który realizuje GAZ–SYSTEM,*



moce regazyfikacyjne obiektu dla potrzeb komercyjnych zwiększą się o ponad połowę. Inwestycja umożliwi także nowe funkcjonalności obiektu, takie jak np. bunkrowanie jednostek bezpośrednio przy budowanym nowym nabrzeżu – powiedział **Tomasz Stępień, prezes GAZ–SYSTEM**.

W terminalu w okresie pięciu lat odebrano około 10,6 mln ton zamówionego przez PGNiG gazu skroplonego, co po regazyfikacji odpowiada prawie 15 mld m sześć. gazu ziemnego. Większość ładunków pochodziła z Kataru i USA, kilkanaście z Norwegii, a pojedyncze z Nigerii oraz Trynidadu i Tobago. W najbliższych latach – wraz z rozpoczęciem realizacji kolejnych kontraktów z amerykańskimi eksporterami LNG – liczba dostaw z USA do Polski znacznie się zwiększy. PGNiG – na mocy umów z GAZ–SYSTEM – rezerwuje obecnie pełną przepustowość terminalu, czyli około 5 mld m sześć. mocy regazyfikacyjnych rocznie. W miarę jego rozbudowy dysponować będzie mocami w wysokości 6,2 mld m sześć., a od 2024 roku – 8,3 mld m sześć.

Marcin Poznań, Biuro Public Relations PGNiG SA

Nie tylko gaz, czyli audyt energetyczny przedsiębiorstwa od PGNiG Obrót Detaliczny

Rafał Pazura

30 września 2021 roku to ważna data dla właścicieli dużych przedsiębiorstw. Właśnie do tego dnia muszą oni wykonać obowiązkowy audyt energetyczny w swojej firmie. I tu z pomocą przychodzi PGNiG Obrót Detaliczny, które oferuje usługę kompleksowej realizacji takiego audytu.

Czym jest audyt energetyczny przedsiębiorstwa?

Pojęcie audytu energetycznego przedsiębiorstwa pojawiło się po raz pierwszy w dyrektywie o efektywności energetycznej na poziomie UE. Zapisy tej dyrektywy zostały przetransponowane do polskiego systemu prawnego jako ustawa o efektywności energetycznej. To tam pojawił się obowiązek wykonania audytu energetycznego przez podmioty do tego zobowiązane. Sam audyt pozwala zidentyfikować aktualną i przeszłą strukturę zużycia energii elektrycznej, gazu, ciepła i paliw w firmie. Jest szansą na podniesienie efektywności energetycznej całej organizacji oraz zdobycia wiedzy na temat gospodarowania energią. Wartością dodaną takiego audytu jest to, że dzięki efektywnemu zmniejszeniu zużycia energii w przedsiębiorstwie i uzyskanym w ten sposób oszczędnościom ogranicza się wpływ jego działalności na środowisko.

Kogo dotyczy?

Audyt energetyczny dotyczy wszystkich dużych firm, które w dwóch ostatnich latach obrotowych (w każdym roku osobno) zatrudniały 250 lub więcej pracowników lub miały co najmniej 50 mln euro rocz-

nego obrotu oraz co najmniej 43 mln euro sumy bilansowej. Ostateczny termin na przeprowadzenie kolejnego audytu dla większości dużych przedsiębiorstw upływie jesienią tego roku.

Czym wyjątkowym w tym zakresie wyróżnia się oferta PGNiG?

– Z pełnym przekonaniem mogę powiedzieć, że naszą ofertę wyróżnia czynnik ludzki. Audyt wykonują bowiem nasi eksperci, których profesjonalizm i doświadczenie pozwalają zidentyfikować aktualną i przeszłą strukturę zużycia energii elektrycznej, gazu, ciepła oraz paliw w danej firmie. Dzięki dobrze wykonanemu audytowi przedsiębiorcy zyskują konkretną, usystematyzowaną i gotową do wykorzystania wiedzę, dlatego nasza usługa cieszy się dużą popularnością – mówi **Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny**.



W ramach usługi PGNiG oferuje rzetelne przeprowadzenie audytu oraz kompleksowe wsparcie w procesie postępowania przed prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie sprawozdawczości z obowiązku wykonania audytu. Dodatkowo, eksperci PGNiG mogą dokonać pomiarów energetycznych i pogłębionych analiz w obszarach wskazanych przez klienta, a także wskazać możliwości pozyskania wsparcia finansowego na realizację rekomendowanych projektów nastawionych na poprawę efektywności energetycznej.

Co zyskujesz?

- spełnienie obowiązku wynikającego z ustawy o efektywności energetycznej,
- rzetelne informacje o rozptyłach energii w poszczególnych obszarach i procesach,
- identyfikację projektów podnoszących efektywność energetyczną,
- informacje o obszarach, w których można ograniczyć straty energii,
- informacje o miejscach, w których zasadne jest rozbudowanie opomiarowania energetycznego.

Dwukrotny wzrost sprzedaży LNG w Polsce!

Rafał Pazura

PGNiG Obrót Detaliczny zwiększył o prawie 100 proc. sprzedaż skroplonego gazu ziemnego (LNG) w I kwartale 2021 roku. To efekt między innymi rosnącej popularności autobusów i ciężarówek gazowych, rozszerzenia oferty bunkrowania statków o kolejne polskie porty oraz realizacji największego kontraktu na dostawy LNG dla odbiorcy przemysłowego.

– Skroplony gaz ziemny to uniwersalne paliwo, które może być z powodzeniem wykorzystywane między innymi w przemyśle, transporcie drogowym i morskim. Możliwość wykorzystania Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu gwarantuje nam stabilne dostawy tego paliwa z różnych kierunków. To jeden z kluczowych elementów postępującej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Cieszę się, że wykorzystujemy ten potencjał, aby w pełni odpowiadać na rosnące zapotrzebowanie na gaz, wynikające ze zwiększającej się roli błękitnego paliwa w naszej gospodarce – powiedział **Paweł Majewski**, prezes zarządu PGNiG SA.

– Aktywnie poszukujemy odbiorców LNG nie tylko wśród obecnych klientów. Nasza kompleksowa oferta oraz jakość współpracy zapewnia spółce sukcesywny wzrost wolumenu sprzedawanego gazu. W I kwartale 2021 roku praktycznie podwoiliśmy sprzedaż LNG, osiągając 97-procentowy wzrost w porównaniu z analogicznym okresem 2020 roku – powiedział **Henryk Mucha**, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Dobre wyniki sprzedażowe PGNiG związane są między innymi z rosnącą popularnością paliwa LNG w transporcie. Dotyczy to ciężkiego transportu kołowego, a także komunikacji publicznej. Na wzrost sprzedaży skroplonego gazu ziemnego miał również wpływ konsekwentny rozwój oferty komercyjnego bunkrowania statków w polskich portach. Od ubiegłego roku PGNiG Obrót Detaliczny prowadzi tego typu operacje w portach w Szczecinie, Świnoujściu i Policach, co pozwoliło uzupełnić ofertę usług realizowanych już wcześniej

w portach w Gdańsku i Gdyni. Spółka zrealizowała dotychczas bunkrowania dla 12 różnych statków, co plasuje ją na pozycji jednego z najbardziej doświadczonych podmiotów w tej części Europy.

– Nie ulega wątpliwości, że wyznaczamy standardy w zakresie wykorzystania skroplonego gazu ziemnego w Polsce. Popularyzacja LNG w transporcie to jedno z kluczowych rozwiązań umożliwiających szybką re-

Wzrost sprzedaży LNG



dukję emisji. Warto podkreślić, że do rekordowego wzrostu sprzedaży LNG w I kwartale 2021 roku przyczyniła się również realizacja największego w historii PGNiG Obrót Detaliczny kontraktu na dostawy LNG dla przemysłu – dodał **Marcin Szczudło**, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny, odpowiedzialny w spółce za obszar CNG/LNG.

W czerwcu ubiegłego roku PGNiG Obrót Detaliczny podpisało 5-letni kontrakt z LG Electronics. Na mocy umowy spółka dostarczy do stacji regazyfikacji przy zakładzie LG pod Wrocławiem prawie 19 tysięcy ton skroplonego gazu ziemnego.

Badanie satysfakcji klientów kluczem do poznania ich potrzeb

Pandemia nie zahamowała wzrostu satysfakcji klientów

Mariusz Dymkowski, Agnieszka Zydrzeń

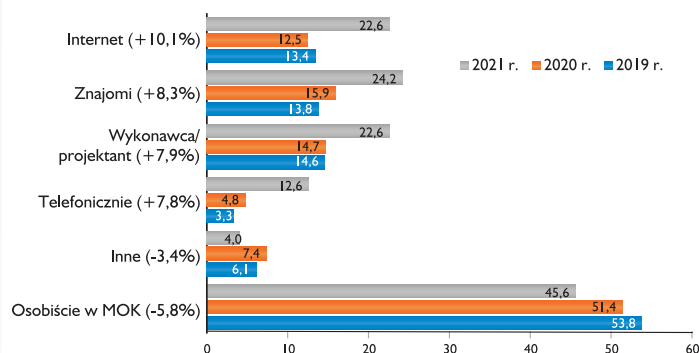
Badanie satysfakcji to jedno z najskuteczniejszych narzędzi weryfikowania odbioru usług przez klientów. Jego wyniki pomagają ustalić odpowiedzi na wiele istotnych dla funkcjonowania każdej firmy pytań. Czy dana usługa spełnia oczekiwania klientów? Jeśli nie, co jest tego powodem? Co sprawia, że klienci chcą rekomendować nasze usługi innym? Co powinniśmy w swoich działaniach poprawić, zmienić? Tylko znając zdanie odbiorców, jesteśmy w stanie zaoferować usługi realnie dopasowane do ich potrzeb. Bez konstruktywnego dialogu z klientem nawet najlepsza strategia może nie przynieść oczekiwanych rezultatów.

Wysoka jakość obsługi klienta to priorytet Polskiej Spółki Gazownictwa, dlatego już po raz piąty przeprowadziliśmy cykliczne badanie satysfakcji klientów w procesie przyłączenia do sieci gazowej.

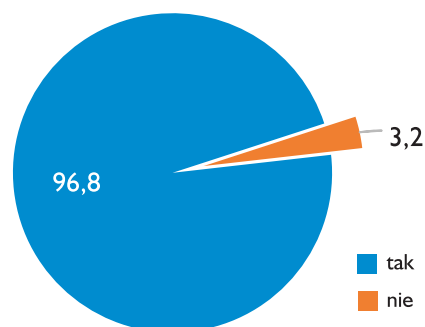
Zakres realizowanych badań obejmuje: terminowość, jakość obsługi, sposób komunikacji oraz współpracę z wykonawcą. O zdanie pytamy zarówno klientów, którzy dokonali przyłączenia w tradycyjny sposób, tj. wysyłając wnioski pocztą lub składając w miejscu obsługi klienta (MOK), jak i – od tego roku – odbiorców, którzy wnioskowali o przyłączenie za pomocą uruchomionego w marcu 2020 roku portalu przyłączeniowego.

Zgodnie z badaniem, wskaźnik satysfakcji z obsługi klienta w procesie przyłączenia do sieci gazowej w 2020 roku w pięciostopniowej skali wyniósł 4,31, w porównaniu z 4,20 w 2019 roku.

Źródła informacji o zasadach przyłączenia



Czy poleci Pan/Pani znajomym skorzystanie z portalu przyłączeniowego? [proc.]



Warto podkreślić, że pandemia koronawirusa oraz związane z nią utrudnienia nie zahamowały wzrostowej tendencji wskaźnika. Niewątpliwym wpływem na to miały podjęte przez spółkę działania zaradcze, które umożliwiły niezakłócone funkcjonowanie PSG w obszarze obsługi klienta. Mimo spowodowanego przez sytuację epidemiologiczną czasowego wstrzymania bezpośredniej obsługi w naszych jednostkach, do kontaktu z klientami uruchomiono pośrednie narzędzia i kanały komunikacyjne. Przed MOK-ami wystawiono skrzynki podawcze na wnioski i inne dokumenty, zamieszczono wzory dostępnych wniosków oraz ulotki dotyczące portalu przyłączeniowego. Klienci do swojej dyspozycji mieli również konsultantów telefonicznych ogólnopolskiego *Contact Center*. Osobom, które przychodziły do naszych jednostek, umożliwiono kontakt z pracownikami MOK za pośrednictwem domofonów lub telefonów stacjonarnych.

Na ogólny wskaźnik 4,31 złożyły się: wskaźnik satysfakcji klientów, którzy przyłączyli się do sieci gazowej tradycyjną drogą obsługi oraz tych klientów, którzy przyłączyli się do niej za pośrednictwem portalu przyłączeniowego. Wyższy poziom zadowolenia stwierdzono wśród klientów korzystających z portalu przyłączeniowego. Wyniósł on 4,39 w porównaniu z 4,28 dla tradycyjnej formy obsługi. Klienci PSG najlepiej ocenili współpracę z wykonawcą oraz obsługę przez portal przyłączeniowy.

Wysokie wyniki ogólnego wskaźnika satysfakcji klientów korzystających z portalu przyłączeniowego znalazły

potwierdzenie w odpowiedzi na pytanie, czy rekomendowaliby oni skorzystanie z niego swoim znajomym. Jak wynika z ankiet, 96,8 proc. zapytanych osób rekomenduje korzystanie z tego portalu.

W ostatnim roku z portalu przyłączeniowego skorzystało prawie 100 tys. klientów, składając wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej. Dodatkowo, od listopada ub.r. klienci mają również możliwość zawierania umów o przyłączenie przez portal. Dotychczas zostało zawartych ponad 12 tys. umów.

Porównując wyniki kolejnych edycji badania, można zaobserwować wyraźny wpływ pandemii na postawy i działania klientów. Szczególnie widoczny był on w odpowiedziach na pytanie o źródła pozyskiwania informacji o zasadach przyłączenia. W bieżącym roku zidentyfikowano widoczny wzrost znaczenia w stosunku do ubiegłych lat takich źródeł jak internet (+10,1%), znajomi (+8,3%), wykonawcy i projektanci (+7,9%) oraz kontakt telefoniczny z PSG (+7,8%).

Aktualny, wysoki wskaźnik badania satysfakcji ma również odzwierciedlenie w odpowiedziach klientów na

pytanie otwarte dotyczące propozycji związanych z potencjalnym usprawnieniem procesu przyłączenia do sieci gazowej. Większość ankietowanych, tj. 62,7%, nie zgłosiła żadnych sugestii. Klienci, którzy podzielili się swoimi spostrzeżeniami, najczęściej wskazywali na potrzebę skrócenia czasu przygotowania dokumentacji i czasu przyłączenia do sieci oraz uproszczenia procedur. Sugestie te w zdecydowanej większości składane były przez klientów, którzy przyłączali się w tradycyjny sposób, co potwierdza zalety funkcjonalności portalu uruchomionego jako odpowiedź na rekomendacje naszych odbiorców, zgłaszane we wcześniejszych edycjach badania.

Realizowane w naszej spółce badanie satysfakcji klientów w procesie przyłączenia do sieci, a także wdrażane w ich wyniku skuteczne działania pokazują, że klienci aktywnie współuczestniczą w kształtowaniu usług świadczonych przez Polską Spółkę Gazownictwa. Chcemy i zamierzamy ten kierunek kontynuować w przyszłości.

Mariusz Dymkowski, Agnieszka Zydroń, Departament Usług Dystrybucyjnych i Obsługi Klienta

Co słychać w emisji akustycznej?

Karol Maciejewski, Marek Syrnik

„Innowacyjny system identyfikacji i lokalizacji defektów infrastruktury gazowej, wykorzystujący zjawisko emisji akustycznej (Slidig AE)” – to pierwszy realizowany przez PSG projekt badawczo-rozwojowy z dofinansowaniem UE w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój na lata 2014–2020. Efektem prac ma być stworzenie rozwiązania bazującego na pomiarach emisji akustycznej i badaniach georadarowych, które pozwolą na weryfikację, lokalizację i identyfikację potencjalnych uszkodzeń w infrastrukturze gazowej.

Projekt realizowany jest od czerwca ubiegłego roku we współpracy z Politechniką Świętokrzyską na podstawie zawartej umowy konsorcjum. Wykonywanie badań w trakcie eksploatacji urządzeń sprawi, że w przyszłości będzie można na bieżąco monitorować kluczowe odcinki infrastruktury gazowej.

Kluczowymi badaniami w projekcie są pomiary i analiza sygnałów akustycznych propagowanych w ścianach gazociągów i generowanych przez procesy destrukcyjne związane z takimi zjawiskami jak ulatnianie się gazu, pęknięcia czy korozja.

Projekt badawczy obejmuje wiele etapów i następujących po sobie czynności, wykonywanych w określonej

kolejności, które mają na celu jak najsprawniejsze rozwiązanie istniejącego problemu.

Pierwsze działania w ramach projektu miały na celu zweryfikowanie i uszczegółowienie metod i technik badawczych założonych we wniosku o dofinansowanie. Zdefiniowane zostały parametry materiałów i urządzeń niezbędnych do prowadzenia prac badawczych. W ramach projektu zaprojektowano i skonstruowano prototypy falowodów i technologii ich izolacji. Falowody umożliwiają transmisję generowanych w gazociągu sygnałów akustycznych na powierzchnię gruntu, ich rejestrację, a następnie analizę. Rozwiązania te testowane były w warunkach laboratoryjnych Politechniki Świętokrzyskiej

i przyczyniły się do opracowania wymogów i technologii montażu punktów pomiarowych z wykorzystaniem zjawiska emisji akustycznej na czynnych gazociągach stalowych i PE. Równocześnie z czynnej sieci gazowej pozyskano fragmenty gazociągów stalowych i PE, które obecnie są przedmiotem niszczących badań laboratoryjnych na Politechnice Świętokrzyskiej.

Na potwierdzenie przyjętych założeń, w grudniu ubiegłego roku w Oddziale Zakładu Gazowniczego w Opolu – gazowni w Kędzierzynie-Koźlu przeprowadzono instalację próbnych punktów pomiarowych, której zadaniem było potwierdzenie skuteczności opracowanych technologii montażu falowodu do gazociągu oraz odbudowy jego izolacji. Dodatkowo, testowane w warunkach laboratoryjnych połączenia gazociągu stalowego i PE z falowodem poddane zostały badaniom w komorze klimatycznej. Wstępne wyniki przeprowadzonych prac potwierdziły przyjęte założenia i potencjalną możliwość wieloletniego prowadzenia inspekcji gazociągów stalowych i PE z wykorzystaniem falowodów.

Obecnie prowadzone są uzgodnienia z oddziałami w Kielcach, Krakowie i Zabrzu w celu wyselekcjonowania kolejnych gazociągów do instalacji punktów pomiarowych umożliwiających weryfikację poprawności i skuteczności działania systemu. Zespół badawczy powróci również do gazociągów na terenie gazowni w Kędzierzynie-Koźlu w celu wykonania pomiarów porównawczych.

Dobiegają końca także postępowania zakupowe materiałów i urządzeń niezbędnych do prowadzenia badań, w tym w zakresie budowy stanowiska do badań ciśnieniowych.

Najbliższe miesiące w projekcie będą poświęcone realizacji badań na stanowisku do badań ciśnieniowych oraz instalacji kolejnych punktów pomiarowych i badań na 18 odcinkach gazociągów średniego i wysokiego ciśnienia eksploatowanych w PSG. Prace te, na podstawie wyników badań laboratoryjnych realizowanych na Politechnice Świętokrzyskiej, służyć będą opracowaniu i weryfikacji bazy sygnałów wzorcowych sygnałów akustycznych oraz opracowaniu kryteriów bezpiecznej eksploatacji gazociągów.

Dalsze etapy projektu poświęcone będą opracowaniu procedury badań z wykorzystaniem zjawiska emisji akustycznej na sieci gazowej PSG oraz demonstracji ostatecznej wersji systemu oceny stopnia uszkodzenia gazociągu bazującego na sygnałach wzorcowych otrzymanych z pomiarów AE dla sieci gazowych. Mamy więc nadzieję na wdroże-



nie wyników projektu do Systemu Oceny Niezawodności w PSG – narzędzia służącego do oceny gazociągów

stosowanego w analizie ryzyka eksploatowanych gazociągów, to znaczy określania prawdopodobieństwa występowania niekorzystnych zdarzeń na gazociągach, ich niezawodności oraz analizy wpływu tych zdarzeń na obiekty znajdujące się w ich otoczeniu.

Dotychczasowa realizacja projektu z dofinansowaniem UE to również pierwsze dofinansowanie, które wpłynęło na konto dla PSG. Proces pozyskiwania dofinansowania dla omawianego projektu wymagał wypracowania odrębnych działań niż praktykowane dotychczas w spółce przy realizacji inwestycyjnych projektów z dofinansowaniem. Na szczególne uznanie w realizacji powyższego procesu zasługuje zaangażowanie i wsparcie ze strony służb zarządzania zasobami ludzkimi i rachunkowo-księgowych spółki.

Zgodnie z założeniami projekt ma się zakończyć w 2023 roku.

Na przekór trudnościom wynikającym z sytuacji pandemicznej, zespół projektowy podejmuje wysiłki i aktywne działania na rzecz jego terminowej realizacji. Miejmy nadzieję, że przyjęta metoda i techniki badawcze pozwolą udowodnić skuteczność rozwiązania i zakończyć projekt z sukcesem.



Realizacja kolejnych etapów w projekcie strategicznym Lubienia–Masłów

Anna Tańska-Zbróg

Projekt „Budowa gazociągu relacji Lubienia–Masłów oraz gazociągu relacji Mójcza–Kielce” realizowany jest na terenie działalności OZG w Kielcach. Projekt jest współfinansowany ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego na lata 2014–2020 w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, działanie 7.1 Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii, umowa o dofinansowanie nr POIS.07.01.00-00-0012/16-00 z dnia 29.03.2018 r.

Łącznie w ramach realizacji projektu zostanie wybudowane około 64,15 km sieci gazowej, w tym:

- 1) gazociągi wysokiego ciśnienia DN 400/300/100 wraz z przyłączami zasilającymi istniejące stacje gazowe o łącznej długości około 62 km,
- 2) gazociąg średniego ciśnienia DN 400 o długości około 2,0 km,
- 3) dwie stacje gazowe, tj. SRP I° Q = 25 000 Nm³/h w mieście Dąbrowa, gmina Masłów oraz SRP II° Q = 4000 Nm³/h w Kielcach przy ul. Loefflera.

Dotychczas wybudowany został gazociąg średniego ciśnienia DN 400 o długości około 2,0 km oraz stacja gazowa SRP II° Q = 4000 Nm³/h w Kielcach przy ul. Loefflera. Budowa tej stacji ma kluczowe znaczenie dla inwestycji.

W trakcie realizacji robót jest SRP I° Q = 25 000 Nm³/h w mieście Dąbrowa.

1.03.2021 roku zawarta została umowa na realizację robót budowlano-montażowych, obejmująca budowę gazociągów wysokiego ciśnienia DN 300 relacji Parszów–Kielce o długości około 33,9 km oraz gazociągu DN 100 o długości około 1,25 km wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

W bieżącym roku planowane jest uruchomienie postępowań przetargowych, które wyłonią wykonawców robót na potrzeby budowy dwóch gazociągów wysokiego ciśnienia, tj. gazociągu w/c DN 400 relacji Lubienia–Parszów o długości około 21,4 km oraz gazociągu w/c DN 300 relacji Mójcza–Masłów o łącznej długości około 5,1 km.



Równocześnie w ramach projektu trwa pozyskiwanie kompletu pozwoleń na budowę dla całego zakresu inwestycji. Oznacza to konieczność uzyskania zgód od właścicieli około 2150 działek.

Projekt realizowany jest na terenie województwa świętokrzyskiego i obejmuje powiaty: starachowicki, skarżyski i kielecki, gminy: Brody, Mirzec, Skarżysko Kościelne, Wąchock, Suchedniów, Łączna, Zagnańsk, Masłów i Daleszyce oraz miasto Kielce.

Anna Tańska-Zbróg, OZG w Kielcach



GAZ–SYSTEM zakończył budowę gazociągu Tworóg–Tworzeń

Tomasz Pietrasieński

To kolejny fragment strategicznej magistrali gazowej Korytarz Północ–Południe, który został włączony do krajowego systemu przesyłowego na południu Polski.

Gazociąg o długości 55 km i średnicy 1000 mm przebiega przez 7 gmin województwa śląskiego: Tworóg, Tarnowskie Góry, Miasteczko Śląskie, Ożarówice, Mierzęcice, Siewierz i Dąbrowę Górniczą. Został połączony z wybudowanym niedawno gazociągiem Tworóg–Kędzierzyn i będzie połączony z powstającym gazociągiem Pogórska Wola–Tworzeń.

– *Oddanie tej inwestycji do użytkowania oznacza, że zakończyliśmy budowę i włączyliśmy do sieci ponad 500 km nowych gazociągów z 800 km Korytarza Północ–Południe. Na pozostałych odcinkach tego projektu trwają obecnie zaawansowane prace budowlane, które zakończymy w I kwartale 2022 roku. Ukończenie tego projektu jest kluczowe, aby jako operator efektywnie rozprowadzić po Polsce gaz z nowych punktów wejścia, takich jak Baltic*

Pipe i terminal LNG – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ–SYSTEM.

Wzdłuż gazociągu posadowiono telemetryczną linię światłowodową, a na jego trasie wybudowano 5 zespołów zaporowo-upustowych. 46 przeszkód terenowych pokonano metodami bezwykopowymi, w tym zastosowano:

- 3 razy metodę *Direct Pipe*,
- 23 razy metodę mikrotunelingu,
- 20 razy metodę przewiertu lub przecisku poziomego.

Na budowach korytarza często stosowano technologie bezwykopowe. W ramach programu w latach 2016–2021 (do marca 2021 roku) wykonano 657 przekroczeń bezwykopowych o łącznej długości około 55 km. W programie Korytarz Północ–Południe w technologii bezwykopowej zrealizowano:

- 1) 22 przekroczenia w technologii horyzontalnego przewiertu sterowanego (HDD) w średnicach DN 100 i DN 700, o łącznej długości ponad 17,2 km,
- 2) 20 przekroczeń w technologii *Direct Pipe* DN 1000 o łącznej długości prawie 9,2 km,
- 3) 6 długich mikrotuneli o długości powyżej 150 m o łącznej długości ponad 1,2 km,
- 4) 610 przekroczeń – w technologii mikrotunelu, przewiertu poziomego sterowanego, przecisku rurą stalową o długości razem około 28 km.

Było to kolejne – po budowie terminalu LNG w Świnoujściu – przedsięwzięcie, w którym GAZ-SYSTEM skorzystał z tych metod na tak dużą skalę.



Budowa gazociągu Tworóg-Tworzeń rozpoczęła się w maju 2018 roku, wykonawcą robót budowlanych było konsorcjum firm PORR S.A. i Denys NV, a nadzór inwestorski prowadziła firma ECMG GmbH.

Projekt uzyskał dofinansowanie w wysokości ponad 218 mln zł ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020.

Autor jest ekspertem w GAZ-SYSTEM.



Elektroniczna forma sprzedaży usług oferowanych przez GSP

Jolanta Brzęczkowska

W grudniu 2020 roku Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP) – operator systemu magazynowania w Polsce – ukończył drugi etap wdrażania systemu elektronicznego o nazwie Platforma Usług Magazynowania, w skrócie PUM. Klienci i pracownicy GSP przekonali się o funkcjonalności nowego narzędzia już w pierwszym kwartale 2021 roku.

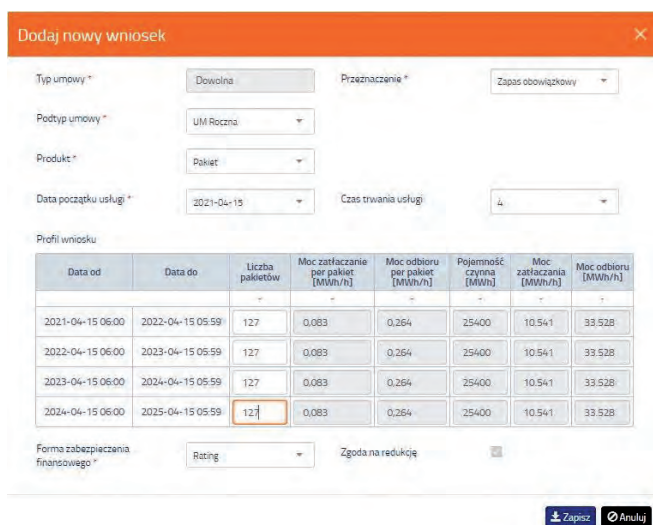
PUM to internetowa platforma przeznaczona do sprzedaży usług magazynowania paliwa gazowego, obsługująca rynek pierwotny. Zdolności magazynowe są oferowane i przydzielane bezpośrednio przez GSP. Funkcjonalnie składa się z dwóch modułów, z których jeden pozwala na składanie i rozpatrywanie wniosków o usługi magazynowania oraz zawieranie umów, a drugi na obsługę prowadzonej online aukcji na pojemności magazynowe.

Obie formy sprzedaży są stosowane przez GSP w zależności od rodzaju i przeznaczenia oferowanych usług, a szczegółowe zasady zawiera „Regulamin świadczenia usług magazynowania”, dostępny na stronie internetowej GSP <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna/>.

Zgodnie z zasadami transparentności i równego traktowania klientów, obowiązującymi operatora systemu magazynowania, jakim jest GSP, konto uprawniające do korzystania z platformy może otrzymać podmiot zainteresowany zakupem usług oferowanych przez GSP, spełniający określone wymogi formalne.

Klienci zarejestrowani na PUM uzyskują dostęp m.in. do:

- procedur aukcyjnych i wnioskowych, w których brali udział,
- dokumentów otrzymywanych i przekazywanych w ramach procedur,
- złożonych wniosków i zawartych umów.



Dodaj nowy wniosek

Typ umowy *
Dowolna
Przeznaczenie *
Zapas obowiązkowy

Podtyp umowy *
UM Roczna

Produkt *
Pakiet

Data początku usługi *
2021-04-15
Czas trwania usługi
4

Profil wniosku

Data od	Data do	Liczba pakietów	Moc zatlazacania per pakiet [MWh/h]	Moc odbioru per pakiet [MWh/h]	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatlazacania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]
2021-04-15 06:00	2022-04-15 05:59	127	0,083	0,264	25400	10,541	33,528
2022-04-15 06:00	2023-04-15 05:59	127	0,083	0,264	25400	10,541	33,528
2023-04-15 06:00	2024-04-15 05:59	127	0,083	0,264	25400	10,541	33,528
2024-04-15 06:00	2025-04-15 05:59	127	0,083	0,264	25400	10,541	33,528

Forma zabezpieczenia finansowego *
Rating
Zgoda na redukcję

Zapisz Anuluj

Przed rozpoczęciem sprzedaży usług magazynowych na platformie PUM, zarówno w trybie aukcji, jak i wniosku, Gas Storage Poland sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej informacje o planowanym udostępnieniu zdolności magazynowych.

Informacja dotycząca nowej procedury wnioskowej podawana jest do publicznej wiadomości z wyprzedzeniem co najmniej dwóch pełnych dni roboczych i zawiera nazwę procedury wnioskowej, planowaną datę i godzinę rozpoczęcia i zakończenia okresu, w którym możliwe jest składanie wniosków, rodzaj i parametry oferowanych zdolności magazynowych oraz okres, w jakim mogą być świadczone umowy, a także nazwę instalacji magazynowej lub grupy instalacji magazynowych, której dotyczy oferta. Jeżeli wejście w życie umowy na udostępniane usługi zależy od ziszczenia się określonego warunku, jest on także podawany.

GSP na stronie internetowej publikuje informacje dotyczące dat aukcji planowanych w okresie co najmniej dwóch kolejnych miesięcy, nie później niż w miesiącu poprzedzającym ten okres. Szczegółowe informacje, tj. wskazanie instalacji magazynowych oraz ilości i rodzajów zdolności magazynowych planowanych do udostępnienia w trybie aukcji w tym okresie publikowane są z wyprzedzeniem co najmniej pięciu dni roboczych przed przeprowadzeniem aukcji. Podawa-



Dodaj nowy wniosek

Typ umowy *
USUM Długoterminowa
Przeznaczenie *
Handel

Podtyp umowy *
UM Roczna

Produkt *
Pakiet Elastyczny

Data początku usługi *
2021-04-15
Czas trwania usługi
3

Profil wniosku

Data od	Data do	Liczba pakietów	Moc zatlazacania per pakiet [MWh/h]	Moc odbioru per pakiet [MWh/h]	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatlazacania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]
2021-04-15 06:00	2022-04-15 05:59	10	0,07	0,2	2000	0,70000	2
2022-04-15 06:00	2023-04-15 05:59	10	0,07	0,2	2000	0,70000	2
2023-04-15 06:00	2024-04-15 05:59	10	0,07	0,2	2000	0,70000	2

Forma zabezpieczenia finansowego *
Rating
Zgoda na redukcję

Zapisz Anuluj

→ Wszystkie Procedury Wnioskowe 15:28:23 POMOC EN PL TEST TEST

ID	Nazwa	Data otwarcia	Data zamknięcia	Faza	Warunki usługi	IM/GIM	Data początku usługi	Data końca usługi
10	IM_Wierzchowice_Ciagle_DR_2021	30.03.2021 10:00	08.04.2021 23:59	Rozliczona	● Ciągłych	IM PMG Wierzchowice	15.04.2021 06:00	15.04.2024 05:59
9	IM_Wierzchowice_Ciagle_D_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Ciągłych	IM PMG Wierzchowice	15.04.2021 06:00	15.04.2025 05:59
8	IM_Wierzchowice_Przerwywane_D_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Przerwywanych	IM PMG Wierzchowice	15.04.2021 06:00	15.04.2025 05:59
7	GIM_Sanok_Ciagle_D_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Ciągłych	GIM Sanok	15.04.2021 06:00	15.04.2025 05:59
6	GIM_Sanok_Przerwywane_D_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Przerwywanych	GIM Sanok	15.04.2021 06:00	15.04.2025 05:59
5	GIM_Kawerna_Ciagle_D_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Ciągłych	GIM Kawerna	15.04.2021 06:00	15.04.2025 05:59
4	GIM_Kawerna_Ciagle_Dob_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Ciągłych	GIM Kawerna	01.08.2021 06:00	01.08.2025 05:59
3	GIM_Kawerna_Przerwywane_D_2021	01.02.2021 10:00	17.03.2021 15:00	Rozliczona	● Przerwywanych	GIM Kawerna	15.04.2021 06:00	15.04.2025 05:59

Komunikaty

08.04.2021 23:59
Procedura została rozliczona
ID 10 IM_Wierzchowice_Ciagle_DR_2021

30.03.2021 10:00
Procedura została rozpoczęta
ID 10 IM_Wierzchowice_Ciagle_DR_2021

26.03.2021 11:42
Procedura opublikowana
ID 10 IM_Wierzchowice_Ciagle_DR_2021

17.03.2021 15:00
Procedura została rozliczona
ID 6 IM_Wierzchowice_Przerwywane_D_2021

na jest planowana data i godzina rozpoczęcia i zakończenia aukcji, rodzaj i parametry oferowanych zdolności magazynowych, okres, na jaki są oferowane, limit zdolności, nazwa instalacji magazynowej lub grupy instalacji magazynowych, której zdolność magazynowa będzie przedmiotem aukcji oraz cena minimalna.

W tym roku po raz pierwszy procedurę udostępnienia klientom długoterminowych zdolności magazynowych, na które wygasły dotychczasowe umowy, przeprowadzono w formie elektronicznej. Było to możliwe dzięki wykorzystaniu jednej z funkcji systemu PUM – modułu wniosku. Moduł przyczynił się do zautomatyzowania zakupu usług magazynowania, a poszczególne czynności, takie jak składanie i rozpatrywanie wniosków, informowanie wnioskodawców o uzyskanych usługach magazynowania oraz zawieranie umów, przeprowadzono za pośrednictwem platformy internetowej.

Proces zawsze realizowany jest w następujący sposób. GSP konfiguruje, a następnie uruchamia na PUM nową procedurę wnioskową. Użytkownik systemu loguje się do PUM, wybiera aktywną procedurę wnioskową i składa wniosek przez wprowadzenie danych w formularzu dostępnym w systemie oraz załączenie do wniosku skanów wymaganych dokumentów w formacie PDF. Wniosek może zostać złożony wyłącznie w czasie trwania procedury wnioskowej. Wnioski złożone poza systemem nie są rozpatrywane. GSP analizuje wszystkie wnioski, sprawdza je pod względem formalnym i akceptuje lub wzywa do ich uzupełnienia. Po zakończeniu tego etapu wszystkie złożone prawidłowo wnioski biorą udział w rozdziale zdolności. Alokacja zdolności w systemie odbywa się zgodnie z zasadami i przy zachowaniu porządku przydzielania zdolności magazynowych określonego w „Regulaminie świadczenia usług magazynowania”. Następnie publikowana jest informacja o możliwym przydziale zdolności do złożonego wniosku. Po uzyskaniu informacji zwrotnej od podmiotu, czy akceptuje on zaproponowane zdolności, GSP udostępnia w systemie umowę. Umowa zawierana jest najczęściej również w postaci elektronicznej poprzez złożenie kwalifikowanych podpisów przez obie strony, a następnie dołączana w systemie do dokumentacji wniosku.

W trakcie procedur udostępniania zdolności magazynowych z wykorzystaniem PUM, prowadzonych w I kwartale 2021 roku, wszystkie etapy procesu przebiegły sprawnie i bezawaryjnie. System bardzo ułatwił klientom GSP zamówienie usług,

w szczególności w okresie pandemii. Po zakończeniu procedury jej uczestnicy przekazali nam pozytywne opinie o nowym rozwiązaniu.

Realizacja projektu Platformy Usług Magazynowania – od koncepcji do wdrożenia – wymagała niemal dwóch lat. Opracowanie obu modułów wykonano w dwóch etapach. Jako pierwszy przygotowany i wdrożony został moduł aukcji, a po jego ukończeniu – moduł wniosku. W każdym przypadku po przygotowaniu i wstępnym przetestowaniu przez wykonawcę nową funkcję systemu poddano analizom i próbom wykonanym przez pracowników GSP. Po uzyskaniu pozytywnego wyniku testów wewnętrznych odbyły się testy z udziałem klientów zewnętrznych. Umożliwiły one wszystkim zainteresowanym zapoznanie się z platformą, a GSP uzyskało ostateczne potwierdzenie poprawnego działania nowego narzędzia.

W tym roku po raz pierwszy procedurę udostępnienia klientom długoterminowych zdolności magazynowych, na które wygasły dotychczasowe umowy, przeprowadzono w formie elektronicznej.

Wprowadzenie nowej formy sprzedaży przez GSP wiązało się również z aktualizacją „Regulaminu świadczenia usług magazynowania” oraz opracowaniem „Regulaminu Platformy Usług Magazynowania”, który określił zasady rejestracji na PUM i korzystania z jej funkcji. Oba dokumenty udostępniono na stronie internetowej GSP, w tym także w języku angielskim. Obsługa platformy również może być realizowana w wersji angielskiej, co ułatwia działanie klientom zagranicznym.

W realizacji całego przedsięwzięcia największym wyzwaniem okazało się skoordynowanie projektu systemu informatycznego z obowiązującymi zasadami udostępniania i rozdziału usług, tak aby wszystkie tryby tego skomplikowanego mechanizmu zaczęły płynnie funkcjonować.

Praca całego zaangażowanego w projekt zespołu GSP pozwoliła osiągnąć zamierzony cel.

Jolanta Brzęczkowska, kierownik Działu Usług Magazynowania i Współpracy Operatorskiej Gas Storage Poland

Wiosenne inicjatywy inwestycyjne

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa aktywnie włącza się w proces transformacji sektora energetyki w Polsce, kładąc w przyszłej działalności coraz większy nacisk na źródła energii alternatywne w stosunku do węgla.

W kwietniu i maju 2021 roku zainicjowane zostały postępowania przetargowe na źródła ciepła w ramach projektu „Zapewnienie dostaw ciepła dla miasta Rybnik po 2022 roku”, których skutkiem będzie produkcja ciepła z wykorzystaniem gazu sieciowego. Zastąpi ona produkcję ciepła dla Rybnika, realizowaną obecnie przez Ciepłownię Chwałowice, a opartą na paliwie węglowym. Docelowo PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa planuje zaopatrzenie Rybnika w media z nowych źródeł gazowych w postaci kotłowni o łącznej mocy grzewczej 83 MWc oraz z nowych układów kogeneracyjnych opartych na silnikach gazowych o łącznych mocach elektrycznej 11 MWe, a grzewczej 11 MWc.

W maju 2021 roku zainicjowano przetarg na budowę samodzielnej elektrociepłowni w Raciborzu w dzielnicy Ostróg. Głównym elementem instalacji będzie układ kogeneracyjny wykorzystujący silnik gazowy o mocy elektrycznej 2 MWe i mocy grzewczej 2 MWc, który od 2023 roku przejmie produkcję ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) dla systemu ciepłowniczego miasta Racibórz. W ramach elektrociepłowni zostaną zbudowane także kotły gazowe o łącznej mocy grzewczej 4 MWc.

W przygotowaniu są także projekty i postępowania przetargowe dotyczące zabudowy kogeneracyjnych silników gazowych o mocach elektrycznej i grzewczej odpowiednio: w ciepłowni w Kuźni Raciborskiej około 250 kWe/325 kWc, a w ciepłowni w Leszczynach około 800 kWe/860 kWc, zaplanowane do produkcji ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) z tych ciepłowni.

Począwszy od 2023 roku znacząco wzrośnie więc udział gazu w miksie paliwowym spółki i ograniczeniu ulegnie wykorzystanie węgla do produkcji ciepła dostarczanego przez spółkę odbiorcom końcowym.

– Nasze ambitne inicjatywy inwestycyjne wpisują się w realizowane w GK PGNiG działania na rzecz obniżenia emisji CO₂ do środowiska – powiedział **Krzysztof Zalewski, prezes zarządu PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa**. – Dzięki nowym źródłom gazowym oraz OZE zbudujemy wszechstronny mikś paliwowy, aby zapewnić ciągłość dostaw dla klientów w realiach „zielonej transformacji”. W tym roku stawiamy również pierwsze kroki w zakresie spalania biomasy w EC Zofiówka oraz weryfikujemy możliwości spalania RDF. Prezes podkreślił, że to początek rewolucyjnych zmian dla spółki, która dotychczas opierała



Zakład Racibórz.

produkcję ciepła i prądu jedynie na źródłach węglowych i metalicznych.

W planach inwestycyjnych firmy w nowe źródła energii są także źródła energii odnawialnej (OZE). Ogłoszony został przetarg na budowę naziemnych instalacji fotowoltaicznych na terenach zakładów spółki, o mocach elektrycznych szczytowych odpowiednio: Oddział Moszczenica 200 kWp, Zakład Racibórz 100 kWp, a Zakład Żory 100 kWp. W przygotowaniu są kolejne projekty

instalacji fotowoltaicznych, które będą lokalizowane na dachach budynków spółki. Dodatkowo, w zakresie instalacji fotowoltaicznych przygotowana jest do realizacji w 2021 roku budowa wiat fotowoltaicznych w ramach budowy parkingu w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój (Elektrociepłownia Zofiówka) o mocy elektrycznej szczytowej 20–40 kWp, wraz ze stanowiskiem do ładowania samochodów elektrycznych.

Rusza budowa gazociągu do Ciepłowni Kawęczyn

PGNiG TERMIKA SA podpisała umowę na budowę gazociągu od stacji GAZ–SYSTEM w Żąbkach do Ciepłowni Kawęczyn w Warszawie. Jego wykonawcą została firma ROMGOS, wybrana w drodze przetargu. Gazociąg będzie zasilał nowe jednostki gazowe w Ciepłowni Kawęczyn.

–PGNiG TERMIKA planuje inwestycje, które zwiększą bezpieczeństwo produkcji ciepła i energii elektrycznej dla mieszkańców stolicy, a jednocześnie pozytywnie wpłyną na stan środowiska w mieście i jego okolicach – poinformował **Jarosław Maślany, wiceprezes ds. operacyjnych w PGNiG TERMIKA**, do której należy zakład w Rembertowie. – Ciepłownia Kawęczyn odchodzi od węgla i stawia na wykorzystanie bardziej ekologicznych paliw. W coraz większym zakresie będzie to gaz ziemny, w tym stosowany razem z olejem opalowym lekkim. Przyczyni się to do znacznego ograniczenia emisji, a tym samym poprawy jakości powietrza. Również moc cieplna zakładu wzrośnie, co pozwoli lepiej zaspokoić zapotrzebowanie na ciepło mieszkańców aglomeracji warszawskiej. Poprowadzenie gazociągu przyłączeniowego jest niezbędne do osiągnięcia tego celu.

Gazociąg będzie przebiegał od stacji GAZ–SYSTEM przy ulicy Andersena w Żąbkach do należącej do PGNiG TERMIKA Ciepłowni Kawęczyn w dzielnicy Rembertów m.st. Warszawy. Inwestycja jest związana z zaplanowaną w tym zakładzie budową kotłowni gazowo-olejowej (220 MWt), dzięki której spółka będzie mogła zmniejszyć udział węgla w swym strumieniu paliw. Spółka rozważa również inne gazowe inwestycje na terenie tego zakładu, w tym budowę kolejnej kotłowni gazowej. Niezbędny do tego celu gazociąg przyłączeniowy będzie miał długość 2 km i średnicę DN 300. Jego budowa zaplanowana jest na lata 2021–2022.

Przygotowanie terenu pod gazociąg rozpoczęło się już w styczniu. Dzięki zaprojektowaniu przejść bezwykopowych na ok. 70% przebiegu jego trasy, w tym wzdłuż budynków mieszkalnych przy ul. Powstańców 47-47D w Żąbkach, udało się do minimum ograniczyć konieczność wycinania drzew i krzewów. Drzewa zostały usunięte tylko na tzw. placach przewiertowych, których wykonanie jest niezbędne dla metody bezwykopowej. Jednocześnie – zgodnie z ustaleniami z Nadleśnictwem Drewnica – zostaną nasadzone drzewa z wyłączeniem strefy kontrolowanej wzdłuż gazociągu. Dodatko-

wo, w tym rejonie miasta Żąbki PGNiG TERMIKA SA planuje nasadzić 120 drzew wzdłuż ulic.

PGNiG TERMIKA jest spółką z Grupy Kapitałowej PGNiG produkującą energię elektryczną i ciepłą dla mieszkańców aglomeracji warszawskiej. W odpowiedzi na zaostrzające się przepisy środowiskowe Unii Europejskiej i zgodnie z nowo przyjętą „Polityką energetyczną Polski do 2040 r.” spółka jest w trakcie reorganizacji produkcji w swoich pięciu zakładach,



ponieważ chce zmniejszyć udział paliwa węglowego na rzecz mniej emisyjnych źródeł energii. Do 2030 roku udział węgla w paliwie ma zmniejszyć się z obecnych 95 do ok. 30%. Planowanymi bądź już realizowanymi inwestycjami w tym zakresie są m.in. budowa bloku gazowo-parowego w Ec Żerań i podobnego w Ec Siekierki, do którego również niezbędne będzie poprowadzenie gazociągu. Ciepłownie szczytowe PGNiG TERMIKA także przechodzą gruntowną modernizację, docelowo pozbywając się całkowicie paliwa węglowego, poprzez przejście na gaz i olej.

Departament Komunikacji i Promocji PGNiG TERMIKA SA

Wyzwania sektora gazowniczego w Polsce i UE w perspektywie do 2050 roku

Rozmowa z **Tomaszem Blacharskim**, ekspertem IGG, dyrektorem technicznym EuRoPol GAZ s.a.



W 2019 roku Komisja Europejska opublikowała Europejski Zielony Ład, zakładający osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku. Czy na skutek wycofywania się z węgla w sektorze energetycznym w Polsce wzrośnie wykorzystanie gazu ziemnego?

Na wstępie należy zaznaczyć, że Polska poparła ten cel, wypracowując jednak specyficzną krajową derogację, ze względu na trudny punkt startowy polskiej transformacji i jej społeczno-ekonomiczne aspekty. W ostatnich kilkunastu latach nasz kraj poczynił ogromne postępy w zmniejszeniu wpływu sektora energii na środowisko, zwłaszcza poprzez modernizację mocy wytwórczych i dywersyfikację struktury wytwarzania energii.

Ze względu na monokulturowość surowcową, opartą na węglu, gaz ziemny nie był dotychczas w znaczącym stopniu wykorzystywany w produkcji energii elektrycznej. Tkwiące w tym nośniku energii niewykorzystane rezerwy dopiero teraz są dostrzegane, chociaż tocząca się dyskusja w ramach procesu taksonomii może mieć negatywny wpływ na wykorzystanie gazu w perspektywie 2050 roku.

Niemniej jednak perspektywa wzrostu zużycia gazu ziemnego z pewnością wpłynie na rozwój rynku tego surowca. Chodzi zarówno o wzrost ilości wykorzystywanego paliwa, jak i zapewnienie dostępu do surowca oraz jego wykorzystanie w nowych sektorach gospodarki. Obecnie gaz zużywany jest przede wszystkim przez przemysł i gospodarstwa domowe oraz innych drobnych odbiorców (w znacznie mniejszym stopniu przez energetykę i transport). Do wzrostu wykorzystania gazu ziemnego przyczynią się zmiany rynkowe, dla których niezbędne jest zapewnianie właściwych warunków. Przede wszystkim zwiększenie dostępu do gazu ziemnego odbiorcom krajowym dzięki rozwojowi gazyfikacji kraju, a tym samym likwidacji tzw. białych plam. Ponadto, zwiększenie wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG jako paliw alternatywnych w transporcie morskim i lądowym (w tym w żegludzie śródlądowej) w Polsce i regionie Morza Bałtyckiego, a także zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w jednostkach wytwórczych, w tym rezerwowych dla odnawialnych źródeł energii oraz w systemach i jednostkach ciepłowniczych i energetycznych. Wzrastał bowiem będzie udział energii odnawialnej zależny od czynników atmosferycznych, dlatego potrzebna jest elastyczna rezerwa mocy, którą mogą

zapewnić źródła gazowe, zapewniając jednocześnie znacznie niższe poziomy emisji zanieczyszczeń niż w przypadku jednostek węglowych.

Czy gaz ziemny będzie tylko paliwem okresu przejściowego do momentu szerszego wykorzystania technik wodorowych?

Taki scenariusz pisze Komisja Europejska oraz inne europejskie agendy. Wymiar czasowy wykorzystania gazu jako paliwa pomostowego w transformacji polskiej energetyki będzie określała wypadkowa wielu czynników o charakterze ekonomicznym, technologicznym i politycznym. Na obecnym etapie trudno określić horyzont czasowy wykorzystania tego paliwa gazowego w polskiej energetyce.

Jednak z pewnością rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w procesie sprawiedliwej, ekonomicznie akceptowalnej i zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne transformacji będzie istotna. Prawdopodobnie ewolucyjna zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w kierunku maksymalizacji udziału odnawialnych źródeł energii wymagać będzie zastosowania technologii i paliw pomostowych. Polska energetyka, ciepłownictwo, przechodząc transformację, musi zatem oprzeć się na przejściowych technologiach i paliwach, które pomogą jej bez większych perturbacji dla całej gospodarki narodowej osiągnąć stan neutralności klimatycznej.



Źródło: IGU.

Taką rolę w sektorze elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym w Polsce na pewnym etapie może spełnić gaz ziemny. Będąc najmniej emisyjnym paliwem kopalnym, powinien w okresie przejściowym częściowo zastępować węgiel kamienny i brunatny, przejmując jednocześnie rolę stabilizatora całego systemu elektroenergetycznego. Za przyjęciem przez gaz ziemny roli paliwa przejściowego przemawia także komplementarność gazowych źródeł wytwórczych i OZE. W Polsce od 2006 roku systematycznie rozbudowuje się infrastruktura gazowa, powstał terminal LNG wraz z infrastrukturą towarzyszącą, zbudowano gazociągi przesyłowe (około 1200 km), które nadal powstają, połączenia z sąsiednimi krajami, rozbudowane zostały magazyny gazu, powstała nowa sieć dystrybucyjna. Teraz jest czas na budowę ciepłownictwa, energetyki opartej na gazie. Następnym krokiem będzie stopniowe wchodzenie wodoru, a ten proces koncepcyjnie już się tworzy.

Popularność wodoru jako paliwa przyszłości (bo z takim określeniem się spotykamy) kreuje nowy obszar zainteresowania przedsiębiorstw, uczelni wyższych, instytutów badawczych, sektora finansowego, a jest nim „gospodarka wodorowa”. Oznacza to, iż rozpowszechnienie tego paliwa wiąże się z rozwojem wielu obszarów związanych z przemysłem energetycznym: kształcie, jak i znanymi obecnie, oraz zmianami, które będą w nim zachodziły pod wpływem postępu technicznego i nowych regulacji prawnych.

Czy w gospodarce opartej na wodorze jest miejsce na gaz ziemny? W jakich sektorach gospodarki będzie nadal wykorzystywany gaz ziemny?

W ciepłownictwie. Według raportu „4 scenariusze” *think tanku* Forum Energii, niezależnie od wybranego scenariusza założono istotny udział gazu w miksie paliwowym ciepłownictwa – do 2030 roku na poziomie od 23 (scenariusz I) do 42 proc. w scenariuszu dekarbonizacyjnym (scenariusz IV) oraz do 2050 roku, z pominięciem scenariusza dekarbonizacyjnego, na poziomie od 23 proc. (scenariusz I) do nawet 49 proc. (scenariusz II). Jest to istotny wzrost wykorzystania gazu jako źródła ciepła w relacji do obecnego poziomu 9 proc. – w ramach ciepłownictwa systemowego.

Drugi obszar to elektroenergetyka. Gaz ziemny będzie wykorzystywany między innymi w Elektrowni Dolna Odra, w której powstaną dwa nowoczesne bloki gazowe (po 700 MW) służące jako element bilansujący produkcję energii z farm wiatrowych. Ponadto, dobrym przykładem projektu zmiany źródła wytwarzania energii jest projekt budowy bloku energetycznego C o mocy około 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka, realizowany przez konsorcjum z liderem PKN Orlen. Myślę, że w najbliższym czasie w Polsce powstaną 2–3 projekty elektrowni opartych na gazie ziemnym, z możliwością stopniowego przestawiania ich na technologię wodorową.

Opublikowany w styczniu projekt Polskiej Strategii Wodorowej przedstawia ambitny plan rozwoju w Polsce, w nadchodzącej dekadzie, gospodarki opartej na wodorze. W jaki sposób Polska planuje osiągnąć stawiane cele i skąd będzie pochodziło finansowanie na ich realizację?

Z punktu widzenia implementacji wspomnianych w projekcie PSW celów, kluczowe będzie opracowanie legislacyjnego pakietu wodorowego, w ramach którego dokona się zmian wielu aktów prawnych. Usuną one bariery rozwoju rynku wodoru i zachęcą do stopniowego zwiększania wykorzystania OZE dla potrzeb elektrolizy. Alternatywnie można rozważyć przyjęcie ustawy „Prawo wodorowe”, kompleksowo regulującej działanie rynku wodoru. Szersze prace legislacyjne, wpro-

wadzające rozwiązania w zakresie zasad działania rynku, będą miały na celu wsparcie niskoemisyjnych metod produkcji oraz implementację prawa UE w tym zakresie. Kalendarz prac będzie więc zależał od dynamiki negocjacji w Radzie i Parlamencie UE nad takimi aktami, jak nowelizacja dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych czy pakiet legislacyjny w zakresie wodoru i dekarbonizacji rynku gazu. Ponadto, konieczne będzie uruchomienie programów wspierających badania i rozwój w dziedzinie technologii wodorowych, np. dedykowanego Programu Wsparcia Technologii Wodorowych NCBR, obejmującego m.in. wsparcie finansowe i organizacyjne studiów wykonalności przemysłowych dolin wodorowych, a także uruchomienie w NFOŚiGW programów wspierających rozwój gospodarki wodorowej: „Nowa energia” i „Zielony transport publiczny”.

W ramach planowania kolejnych działań interesujące może być zastosowanie podobnych rozwiązań instytucjonalnych stosowanych w krajach na wyższym poziomie rozwoju gospodarki wodorowej. Uwagę zwraca współpraca między wieloma przedsiębiorstwami i instytucjami naukowo-badawczymi oraz administracją publiczną. Należy podkreślić, iż tego typu działania podejmowane są przez przedsiębiorstwa, które na co dzień ze sobą konkurują. Jednak mając na uwadze konkurencyjność całego sektora gospodarki krajowej, decydują się na współpracę, ponieważ wiedzą, że w przyszłości wszyscy zaangażowani w taką inicjatywę wygrają. Czyli przy współpracy każdy podmiot opracowuje swoje unikalne produkty, testuje i wprowadza na rynek krajowy i rynki zagraniczne. Żeby nie być gołosłownym, warto tu podać przykład projektu H₂ Mobility, Element Eins, H₂FUTURE itd.

Ogólnie, do katalogu inwestycji zaliczyć możemy m.in.: a) budowę elektrolizerów wykorzystujących energię OZE do produkcji wodoru, b) budowę, rozbudowę i modernizację sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych gazowych do transportu wodoru oraz budowę infrastruktury umożliwiającej jego transport kołowy, c) budowę magazynów wodoru wraz z infrastrukturą techniczną umożliwiającą jego składowanie, zatłaczanie i użytkowanie, d) budowę urządzeń oraz infrastruktury niezbędnej do tankowania wodoru (w tym magazynów, infrastruktury dystrybucyjnej i zabezpieczającej), a następnie wykorzystywanie go w transporcie drogowym, kolejowym i wodnym. Finansowanie inwestycji powinno pochodzić z pożyczek i grantów w ramach Krajowego Planu Odbudowy (800 mln euro) albo z grantów wdrażanych przez UE. Dla Polski jest to duża szansa, żeby być liderem i właścicielem projektów i patentów związanych z tą technologią.

W jakim stopniu obecna infrastruktura do przesyłu gazu ziemnego może być wykorzystywana do transportu gazów zdekarbonizowanych, w tym wodoru? Jakie wyzwania stoją przed sektorem gazowym w kwestii przystosowania sieci instalacji do transportu wodoru i innych gazów zdekarbonizowanych?

W przypadku gazociągów przesyłowych – zgodnie z wymaganiami jakościowymi przesyłanego gazu ziemnego, zawartymi w IRIESP – maksymalna zawartość wodoru w gazie ziemnym wynosi 5,6 (% mol). Z kolei – zgodnie z danymi ACER – część państw w Europie dopuszcza już możliwość mieszania wodoru z gazem w systemie przesyłowym z limitem do 10%, przy spełnieniu określonych wymagań. Technologia ta może stać się jednym z istotnych czynników zwiększenia udziału energii odnawialnej w całkowitym bilansie energetycznym. Skutkiem dodawania wodoru do gazu ziemnego będzie obecność w sieciach gazowych mieszaniny gazu ziemnego i wodoru, która siecią tą docierać

będzie do odbiorców końcowych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych. Właściwości fizykochemiczne wodoru, takie jak np. gęstość właściwa czy lepkość, istotnie różnią się od właściwości fizykochemicznych składników gazu ziemnego, takich jak metan, etan, propan, butan, azot itd. W związku z tym właściwości mieszaniny gazowej po dodaniu do niej wodoru będą się znacznie różnić od właściwości obecnie stosowanego gazu ziemnego. Tym samym elementy systemu gazowniczego, a także odbiorniki gazu u odbiorców końcowych będą podlegać oddziaływaniu wodoru. Konieczne staje się zatem zapewnienie, że w granicach przewidywanych stężeń wodoru elementy systemu gazowniczego, a także odbiorniki gazu będą w stanie długotrwale pracować bez pogorszenia swych właściwości funkcjonalnych oraz zmniejszenia bezpieczeństwa technicznego.

Według badań prowadzonych między innymi przez INiG w Krakowie można stwierdzić, że maksymalna ilość wodoru, jaką można dodać do gazu ziemnego wysokometanowego, aby powstała mieszaninę można bezpiecznie spalać w domowych i komercyjnych urządzeniach gazowych bez konieczności dokonywania jakichkolwiek zmian w ich konstrukcji, mierzyć ilość gazu i go rozliczać, wynosi do: 36% – ze względu na wymagania dotyczące parametrów energetycznych gazu (jakość gazu), zawarte w dokumentach odniesienia, 23% – ze względu na bezpieczeństwo spalania w urządzeniach końcowych, 15% – ze względu na bezpieczne i efektywne spalanie w urządzeniach końco-

wych, 10% – ze względu na dopuszczalną metodę przeliczania współczynnika ścisłości i 8% – ze względu na bezpieczeństwo przeciwwybuchowe urządzeń przeznaczonych do stosowania w strefie zagrożenia wybuchem.

Wyzwaniem jest dobór odpowiednich materiałów do poszczególnych elementów systemu przesyłowego odpornych na korozję i kruchość powstałą na skutek oddziaływania wodoru. To jest obszar – wyzwanie – do współpracy przedsiębiorstw sektora energetycznego z jednostkami naukowo-badawczymi. Ten obszar wymaga nowych, innowacyjnych rozwiązań i produktów. Można je przygotować tylko w duchu uczciwej współpracy, opartej na zaufaniu i transparentnych zasadach działania.

W kontekście poruszonych zagadnień Europejskiego Zielonego Ładu, innowacji, jakie są najważniejsze wyzwania legislacyjne przed administracją publiczną? Gdzie istnieją potrzeby zmian, tak aby sprostać nowym wyzwaniom?

Polska, podobnie jak inne państwa UE, aby wdrożyć realnie strategię Europejskiego Zielonego Ładu, będzie musiała dostosować/zmienić przepisy krajowe (powszechnie obowiązujące, a więc zwłaszcza prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi), a w kolejnym kroku – dokumenty regulujące funkcjonowanie poszczególnych podsektorów. Mam tu na myśli np. instrukcje ruchu i eksploatacji poszczególnych

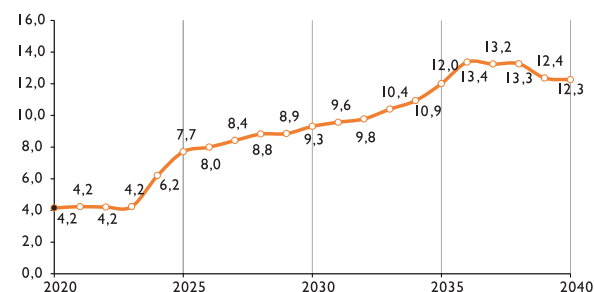
PROGNOZY ZUŻYCIA GAZU W POLSCE

Gaz ziemny wykorzystywany jest jako paliwo w sektorze ciepłowniczym i elektroenergetyce oraz jako surowiec w przemyśle chemicznym – szczególnie w zakładach zajmujących się produkcją nawozów azotowych dla rolnictwa. W ostatnich latach gaz skroplony (LNG) albo w postaci sprężonej (CNG) znajduje coraz częstsze zastosowanie w drogowym transporcie publicznym oraz gazyfikacji.

Rynek gazu ziemnego w Polsce w ostatnich dziesięciu latach odnotowywał systematyczny wzrost zapotrzebowania, które w 2019 roku osiągnęło 209,9 TWh i było wyższe od zużycia w 2018 roku o 5,56 proc. Według danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska, w strukturze zaopatrzenia polskiego rynku dominował import, który w 2019 roku pokrył 79 proc. krajowego zapotrzebowania na gaz. Wydobycie krajowe pokryło pozostałe 21 proc. i wyniosło 44,3 TWh.

Ogólnokrajowe zużycie gazu, w tym jego wykorzystanie w energetyce, w Polsce powinno w najbliższych latach nadal

Zgodnie z PEP 2040, zużycie na poziomie 4,2 mld m³ gazu w elektrowniach i elektrociepłowniach w 2020 roku wzrośnie do 12,3 mld m³ gazu w 2040 roku, osiągając kilka lat wcześniej szczyt zapotrzebowania na poziomie 13,4 mld m³.



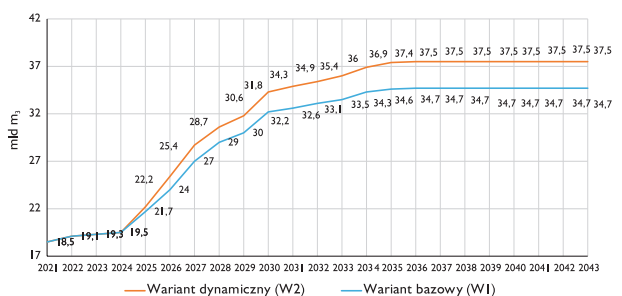
Źródło: PEP 2040.

wzrastać. Utrzymywanie się takiego trendu przyjmowane jest w oficjalnych prognozach zapotrzebowania na gaz ziemny.

W niedawno opublikowanej „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” przewidziano, że wzrost wykorzystania gazu ziemnego będzie wynikał ze zwiększenia wykorzystania tego paliwa w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej, w tym wykorzystania jako moce regulacyjne i rezerwowe, a także – w celu poprawy jakości powietrza – jako paliwo o zdecydowanie niższej emisyjności niż węgiel.

Wymiernym przykładem inwestycji w polskiej elektroenergetyce jest budowa dwóch nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra o łącznej mocy 1400 MW.

Porównanie prognoz zapotrzebowania (gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E) w jednostkach objętości



Źródło: GAZ-SYSTEM S.A.

Inną perspektywę na prognozę krajowej konsumpcji gazu przedstawia ocena GAZ-SYSTEM, zawarta w 10-letnim KDPR.

Prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłową określa przewidywany popyt w punktach wyjścia z systemu ze strony odbiorców końcowych i dystrybucyjnych. Kalkulacja pomija takie czynniki, jak zatlaczanie PMG i pobór z magazynów, zużycie własne PMG i obiektów systemowych czy przesył gazu zaazotowanego do odazotowni.

operatorów. Również organizacje branżowe czeka dużo pracy w zakresie dostosowania obecnych/stworzenia nowych standardów technicznych, także tych stworzonych przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Izba Gospodarcza Gazownictwa może odegrać dużą rolę w tym procesie, przygotowując akty wykonawcze, normy oraz stowarzyszone firmy do realizacji tego procesu.

Biorąc pod uwagę cele Europejskiego Zielonego Ładu, szczególna rola przypadnie gazom alternatywnym, takim jak wodór czy biometan. Wskazuje na to „Pakiet dekarbonizacji rynków wodoru i gazu”,

PROGNOZY ZUŻYCIA GAZU W UE WEDŁUG MAE

Zgodnie z prognozą Międzynarodowej Agencji Energii, opublikowaną w październikowym wydaniu *World Energy Outlook 2020*, rynek gazu w UE stoi przed „pytaniami egzystencjalnymi”, bowiem popyt na gaz w UE ma spaść do 329 mld m³ w 2040 roku wskutek pełnego wdrożenia Europejskiego Zielonego Ładu i szybkich postępów w kierunku neutralności emisji CO₂ do 2050 roku.

Ponadto, produkcja gazu w UE spadnie z obecnych 71 do zaledwie 23 mld m³ w 2040 roku.

który opracowuje Komisja Europejska. Zakłada on zmiany w dwóch kluczowych dla rynku gazu ziemnego elementach, tzw. III pakietu energetycznego, tj. dyrektywie 2009/73 i rozporządzeniu 715/2009. Sam projekt jest na etapie zbierania opinii od zainteresowanych stron, następnie przeprowadzone będą konsultacje. Tutaj wyzwaniem dla polskiej administracji, a także przedsiębiorstw energetycznych, IGG i ośrodków naukowych, jest aktywne uczestnictwo w tym procesie.

Nie jest to miejsce na szczegółową prezentację możliwych koniecznych zmian, ale wydaje się, że kluczowe będą elementy prawne i techniczne oraz ekonomiczne warunki dostosowania obecnie istniejącej infrastruktury (przesyłowej, dystrybucyjnej, magazynowej oraz LNG) do wykorzystania jej w transporcie itp. ww. gazów alternatywnych oraz międzysektorowa współpraca podmiotów odpowiedzialnych za planowanie nowej infrastruktury, a więc już nie tylko ścisła współpraca między operatorami gazowymi, ale też z podmiotami z innych sektorów np. energetyką, ciepłownictwem itp.

Z zagadnieniem transformacji energetycznej wiąże się też problematyka zmian/transformacji w infrastrukturze gazowej. Jakie są kierunki możliwych działań zarówno na etapie budowy nowej, jak i modernizacji istniejącej infrastruktury?

Infrastruktura gazowa, o ile nadal ma być wykorzystywana w długoterminowej perspektywie, musi podlegać procesowi transformacji energetycznej. Oznacza to konieczność uwzględnienia możliwości wykorzystania jej dla gazów alternatywnych, a także stworzenia warunków do przyłączeń do niej źródeł wytwórczych odnawialnego paliwa gazowego (nowe elementy to ocena techniczna i ekonomiczna warunków przyłączenia). Tym samym świadczenie usług przesyłania (w mniejszym stopniu) czy dystrybucji paliw gazowych (w większym stopniu) opierać się będzie na większej liczbie punktów wejścia instalacji odnawialnych źródeł energii. Branżę gazowniczą czeka wyzwanie w postaci dostosowania infrastruktury np. do możliwości domieszkowego transportu wodoru (gazociągi

z tworzywo sztucznych – kompozytów – zamiast stalowych). Dotyczy to zarówno planowania nowej infrastruktury, jak i modernizacji już istniejącej.

Wydaje się, że infrastruktura gazowa, uwzględniająca ww. okoliczności, swoją przyszłość może upatrywać w możliwości łączenia sektorów gazowego i elektroenergetycznego (sektor *coupling*), poprzez świadczenie przez właściwych operatorów technologii *Power to Gas* (np. służącej do zamiany energii elektrycznej na wodór czy wykorzystanie pojemności podziemnych magazynów gazu jako magazynów energii, zatłaczanych np. wodorem).

Jakie – z perspektywy ustawodawstwa UE – są perspektywy dla rozwoju technologii umożliwiających wykorzystywanie gazu ziemnego bez emisji, np. sekwestracji dwutlenku węgla (CCS) i konwersji gazu ziemnego w niebieski wodór?

Ogłoszona przez KE – w lipcu 2020 roku – strategia wodorowa za przewodni cel uznaje rozwój odnawialnego, zielonego wodoru, ale jednocześnie dopuszcza, w okresie przejściowym, tj. do 2050 roku, wykorzystywanie innych niskoemisyjnych form wodoru pozyskiwanego z paliw kopalnych, w połączeniu np. z technologią sekwestracji dwutlenku węgla – *carbon capture and storage* (CCS).

KE przewiduje jednocześnie możliwość finansowania inwestycji w zakresie wykorzystywania tzw. niebieskiego wodoru (choć jest to skala nieporównanie mniejsza niż w przypadku wodoru zielonego). Podkreślono, że do 2030 roku inwestycje w modernizację istniejących zakładów do produkcji wodoru przez dobudowanie instalacji do CCS wyniosą około 11 mld euro.

W ramach okresu finansowania 2021–2027 KE planuje współpracę z sektorem energetycznym bądź ośrodkami naukowymi w celu opracowania/wdrożenia innowacyjnych rozwiązań w dziedzinie wodoru „odnawialnego”, ale co ważne, również wodoru niskoemisyjnego poprzez transfer technologii, a także linie pilotażowe do testowania nowych rozwiązań.

Jednakże należy zwrócić uwagę na często podnoszoną wątpliwość co do tego, czy możliwe jest opracowanie i skuteczne wdrożenie opłacalnych technologii dla niebieskiego wodoru, biorąc pod uwagę jego przejściowy charakter na kolejne 30 lat. Technologia CCS, mimo że ma entuzjastów, w polskich warunkach wydaje się trudna do wdrożenia. Koszt budowy instalacji do wychwytywania CO₂, a także infrastruktury do sprężania CO₂ i jego przesyłu do miejsc składowania jest bardzo wysoki. Wychwytywanie CO₂ jest również energochłonne. Jednak największym ograniczeniem rozwoju tej technologii jest to, że obecnie za mało jest miejsc, w których można by składować wyłapany CO₂. Jeżeli założymy, że sekwestrujemy CO₂ jedynie z gazownictwa, to okres ten może się wydłużyć dziesięciokrotnie, jednak nadal pozostanie kwestia ogromnych kosztów modernizacyjnych. Ponadto, stabilne geologiczne i szczelne wyeksploatowane złoża węglowodorów, mogące stać się składowiskami dla CO₂, są przewidywane w rozwoju technologii wodorowych na magazyny wodoru, co zmniejsza możliwości składowania w nich CO₂. Natomiast coraz częściej brane jest pod uwagę wykorzystanie technologii CCS przy produkcji błękitnego wodoru. Produkcja 1 kg wodoru z gazu ziemnego wiąże się z emisją 9 kg CO₂. Prowadzone są badania nad powiązaniem produkcji takiego wodoru z wychwytywaniem CO₂ i składowaniem go pod dnem morskim. Taki wodór byłby porównywalny pod względem korzyści dla środowiska z wodorem zielonym. Jednak upowszechnienie tej technologii będzie zależało od jej opłacalności, która obecnie nie jest znana.

Rozmawiał Sławomir Lizak

Metan z kopalń JSW S.A. – realne zagrożenie dla klimatu?

Nikodem Szlązak, Justyna Swolkień, Artur Badylak

W artykule przedstawiono bilans emisji metanu z kopalń JSW S.A. w okresie od 2015 do 2020 roku na podstawie danych uzyskanych ze spółki. W ramach bilansu wykonano analizę emisji metanu do atmosfery, ilości metanu ujętego odmetanowaniem i zagospodarowanego, a także uwalnianego z systemu odmetanowania. Następnie wyniki porównano z danymi pochodzącymi z Wyższego Urzędu Górniczego i Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (E-PRTR), który w Polsce prowadzony jest przez Główny Inspektorat Ochrony Środowiska. Dodatkowo, na podstawie danych dotyczących emisji gazów cieplarnianych pochodzących z UNFCCC i danych spółki określono, jaki wpływ wywiera metan emitowany z jej kopalń na atmosferę w skali europejskiej i światowej.

Metan (CH_4) i dwutlenek węgla (CO_2) zostały uznane przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu za dwa najistotniejsze gazy cieplarniane [1], czyli substancje pochłaniające promieniowanie podczerwone, a co za tym idzie – przyczyniające się do globalnego ocieplenia. Ich stężenie w atmosferze zostało z biegiem lat znacznie zmodyfikowane wskutek działalności człowieka, a w przypadku metanu w ostatnich 250 latach wzrosło ono o około 160% [1]. Pomimo znacznie mniejszej jego ilości w atmosferze w stosunku do dwutlenku węgla, wartość przypisywanego mu potencjału grzewczego GWP (*Global Warming Potential*) jest 28-krotnie większa (w okresie 100-letnim) niż dla dwutlenku węgla [1]. Współczesne badania wskazują jednak, iż wartość ta w rzeczywistości wzrosła do 32 [1]. Biorąc pod uwagę jego stosunkowo krótki czas życia (11,2 +/- 1,3), redukcja jego emisji może mieć krótkoterminowy wpływ na towarzyszące mu wymuszenie radiacyjne [1]. To z kolei sprawia, iż obserwacje emisji metanu mogą stanowić doskonałe źródło informacji o zmianach klimatu.

Metan emitowany jest z różnorodnych źródeł, które są bardzo rozproszone i niejednokrotnie nakładają się na siebie geograficznie, a niepewność dotycząca szacowania jego ilości z rolnictwa, odpadów i paliw kopalnych waha się w zakresie od 20 do 30% [1]. Brak dokładnych wyników określenia ilości emitowanego metanu dotyczy głównie skali regionalnej (np. Ameryki Południowej, Chin czy Indii). Dlatego podejmowane są próby zmierzające do dokładnego ustalenia ilości i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, w tym metanu, mające na celu zmniejszenie ich negatywnego wpływu na zmiany klimatyczne.

Polska jest członkiem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych (NZ) w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) od 1994 roku i Protokołu z Kioto (PK) od 2002 roku i bierze udział w działaniach

mających na celu ograniczenie zmian klimatu [1]. Po ratyfikacji Protokołu z Kioto podjęła się zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w latach 2008–2012 o 6% w stosunku do emisji w roku bazowym. Z kolei w drugim okresie, czyli w latach 2013–2020 (poprawka z Doha) zobowiązała się do osiągnięcia średniorocznych emisji na poziomie 80% sumy emisji wszystkich państw (krajów Unii Europejskiej i Islandii) w latach bazowych.

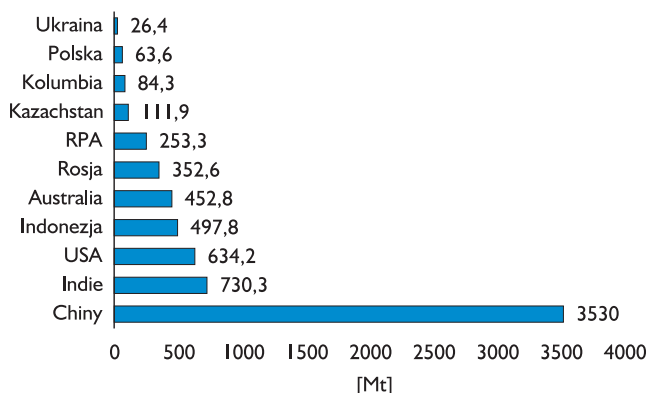
Polska – według zobowiązań konwencji UNFCCC – rozlicza krajowe emisje w ramach przyjętych celów redukcyjnych w pięciu kategoriach źródeł w formie tzw. tablic wspólnego raportowania. Emisje poszczególnych gazów cieplarnianych przedstawiane są w ekwiwalencie CO_2 , a jako wskaźnika przelicznikowego używa się metryki GWP_{100} , która dla metanu, zgodnie z wytycznymi IPCC, wynosi 25. Przyjmuje się, że użycie zwiększonej wartości GWP_{100} skutkowałoby wyższą całkowitą roczną emisją gazów cieplarnianych w wyniku zwiększonego udziału metanu (ok. 20%), ale nie wpłynęłoby to znacząco na długoterminowy trend zmian klimatycznych. Wybór innych metryk, np. GWP_{20} w sposób istotny powoduje podniesienie udziału różnych źródeł/sektorów, w tym sektora górniczego, w kontekście całkowitej emisji metanu, co może pociągać za sobą konieczność podejmowania szybkich działań mających na celu złagodzenie zmian klimatu. Innymi słowy, wybór metryki wpływa na wybór polityki i stosowanych metod mających na celu złagodzenie zmian klimatu. Dotyczy to zwłaszcza sektorów i krajów o wysokich poziomach emisji, innych niż CO_2 .

Stan emisji metanu z sektora górniczego w Polsce, Europie i na świecie

Sektor energetyczny na świecie odpowiedzialny jest za emisję 122,1 mln ton metanu, z czego za 40 mln ton odpowiada

sektor węglowy. Zdecydowanym liderem produkcji węgla na świecie są Chiny, z łączną ilością około 3500 mln ton (rysunek 1). Polski sektor energetyczny w około 49,5% oparty jest na węglu. Z przedstawionego na rysunku 1 ratingu wyraźnie widać, że jako producent węgla Polska zajmuje dziesiąte miejsce [2]. W 2019 roku wydobycie tego surowca w kraju wynosiło odpowiednio 61,6 mln ton.

Rysunek 1. Zestawienie największych światowych producentów węgla [2]

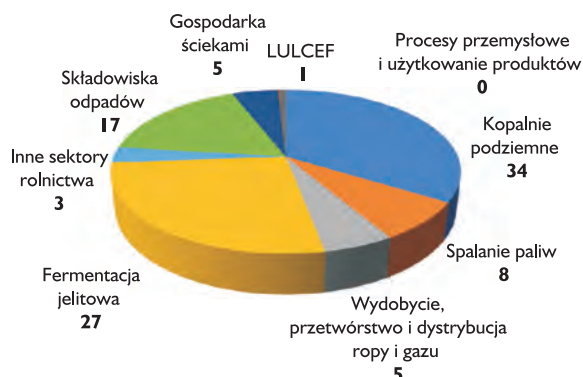


Bazując na danych UNFCCC, Polski sektor górnictwa podziemnego plasuje się na szóstym miejscu, stanowiąc 2% całkowitej emisji metanu z tego sektora na świecie. W kontekście europejskim największymi emiterami metanu z kopalń podziemnych są Polska (38,3%) i Ukraina (34,38%). Za pozostałe 27,32% emisji odpowiadają inne kraje Europy, w tym Rumunia (5,48 Mt CO₂ eq), Niemcy (2,32 Mt CO₂ eq) i Czechy (1,72 Mt CO₂ eq) [3].

W 2018 roku emisja metanu w Polsce wynosiła 1950,13 kt i w porównaniu z rokiem bazowym (1988) była mniejsza o 35,6% [1]. Wartość ta odpowiada 48,75 Mt ekwiwalentu CO₂. Udział metanu w całkowitej krajowej emisji gazów cieplarnianych w 2018 roku wyniósł 11,8%. Trzy główne jego źródła należą do kategorii: emisja lotna z paliw (39,3%), rolnictwo (29,9%) oraz odpady (23%). Pierwsza z wymienionych kategorii obejmuje emisję z kopalń podziemnych (około 33,8% całkowitej emisji) oraz emisję z wydobycia, przerobu i dystrybucji ropy naftowej i gazu (łącznie około 5,5% emisji). Na rysunku 2 przedstawiono procentowo ilość emitowanego metanu z poszczególnych kategorii.

W najbliższych latach należy spodziewać się wzrostu ilości wydzielającego się metanu z kopalń podziemnych z uwagi na wzrost

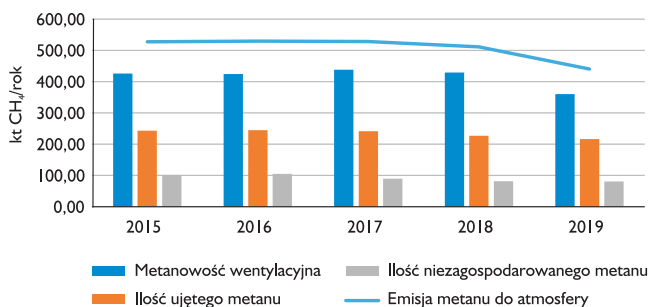
Rysunek 2. Struktura kategorii emisji metanu w Polsce według danych z 2018 roku [w proc.] [1]



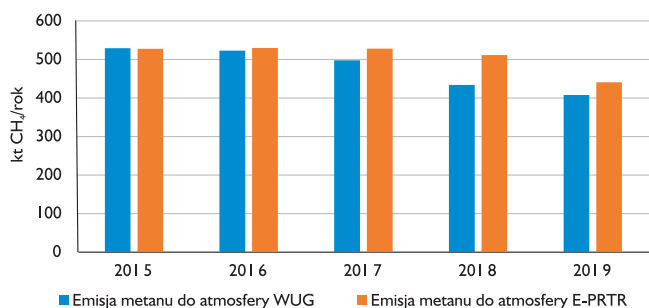
metanowości pokładów węgla wraz z głębokością ich zalegania (w ostatnim dziesięcioleciu nastąpił wzrost jego wydzielania o 60% z każdego megagrama wydobytego węgla). Bardzo duży nacisk powinien więc zostać położony na jego pozyskiwanie, a co za tym idzie – praktyczne wykorzystanie gospodarcze.

Stan emisji metanu z sektora górnictwa w Polsce w ostatnich pięciu latach został przedstawiony na rysunku 3 [4]. Analiza danych wskazuje, że w okresie od 2015 do 2017 roku całkowita ilość metanu uwolniona do atmosfery utrzymywała się na poziomie około 530 kt (13,25 kt CO₂ eq), a w następnych dwóch latach spadła do 440 kt – 11,00 kt CO₂ eq. Wyniki zestawień WUG są zgodne z danymi pochodzącymi z E-PRTR przedstawionymi na rysunku 4 [4, 5]. Niewielkie rozbieżności zaobserwować można

Rysunek 3. Stan emisji metanu do atmosfery z polskich kopalń w latach 2015–2019 na podstawie danych WUG [4]



Rysunek 4. Stan emisji metanu do atmosfery z polskich kopalń w latach 2015–2019 na podstawie danych WUG i E-PRTR [4, 5]

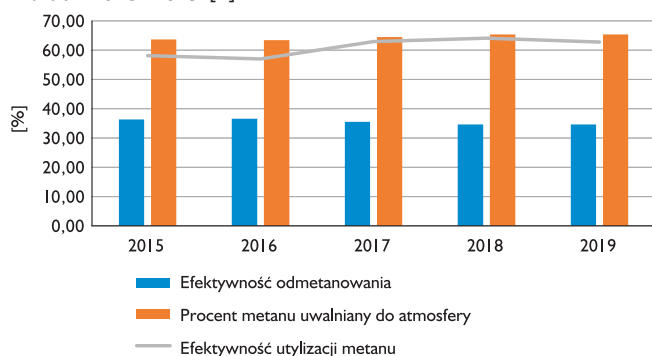


w danych pochodzących z 2019 roku. Przyczyną tego jest fakt, iż dane z E-PRTR w swoich zestawieniach nie zawierały emisji metanu pochodzącego z KWK Pniówek. W wykorzystanych do sporządzenia rysunku 4 danych przyjęto emisję metanu ze wspomnianej kopalni na poziomie identycznym jak w 2018 roku, podczas gdy dane WUG wskazują, iż w rzeczywistości była ona niższa. Należy również pamiętać, że oba rejestry emisji różnią się nieco metodyką zestawiania wyników. W przypadku rejestru WUG całkowita emisja metanu do atmosfery obliczana jest na podstawie metanowości wentylacyjnej z poszczególnych jednostek i sumarycznej ilości niezagospodarowanego metanu. Baza E-PRTR opiera się na danych sumarycznej emisji metanu (metanowość wentylacyjna plus ilość niezagospodarowanego metanu) pochodzącej bezpośrednio z poszczególnych kopalń.

Biorąc pod uwagę fakt, iż kopalnie prowadzą odmetanowanie głównie ze względu na bezpieczeństwo, jego sumaryczna efektywność dla lat 2015–2019 wynosiła od 34,6 do 36,3%

(rysunek 5). Analizując natomiast stopień zagospodarowania ujętego systemem odmetanowania metanu, można wyciągnąć wnioski, że na tle całego górnictwa podziemnego efektywność w badanym okresie utrzymywała się na poziomie od 57% w 2017 roku do prawie 64% w 2018 roku. Natomiast w 2019 roku jej wartość nieco spadła.

Rysunek 5. Stan odmetanowania, efektywność wykorzystania metanu i procent jego emisji do atmosfery w polskich kopalniach w latach 2015–2019 [4]



Przedstawione na rysunku 5 dane, dotyczące procentu uwalnianego metanu do atmosfery, wyznaczone zostały w odniesieniu do metanowości bezwzględnej, co oznacza, że obejmują one jedynie wartości metanowości wentylacyjnej, nie uwzględniając metanu niezagospodarowanego. W tym kontekście procent uwalnianego do atmosfery metanu wynosił w badanym okresie od 63,7% w 2015 roku do ponad 65,0% w 2019 roku. Gdyby w obliczeniach uwzględnić ilość metanu niezagospodarowanego, procent uwalnianego do atmosfery metanu wynosiłby około 76%.

Obecnie w kopalniach czynnych metan pozyskiwany jest z procesu odmetanowania prowadzonego tylko w związku z obowiązkami wynikającymi z przepisów bhp. Dlatego stosowane obecnie technologie powodują, że metan uwalniany w trakcie robót górniczych w około 30% ujmowany jest odmetanowaniem, a aż w 70% usuwany na drodze wentylacyjnej. Z uwagi na właściwości metanu jako gazu cieplarnianego istotne jest zmniejszenie jego emisji.

Bilans emisji metanu w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej

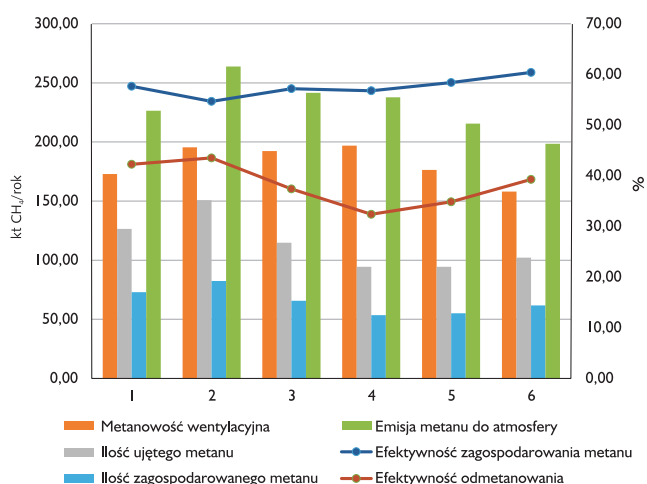
Grupa JSW jest głównym producentem węgla w Unii Europejskiej oraz jednym z wiodących producentów koksu, czyli niezbędnego składnika do produkcji stali.

W 2019 roku zakłady należące do JSW S.A. wyprodukowały łącznie 14,8 mln ton węgla oraz 3,2 mln ton koksu.

Głównym źródłem emisji gazów cieplarnianych, wynikającym z działalności grupy, jest metan pochodzący z wentylacji wyro-

bisk kopalnianych (około 71% całkowitej emisji w przeliczeniu na CO₂ eq) oraz CO₂ z procesów spalania paliw w segmencie koksowniczym. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w spółce realizowane jest poprzez maksymalne wykorzystanie ujętego metanu. Od 2017 roku prowadzone jest zintegrowane obliczanie i raportowanie śladu węglowego, aby w sposób świadomy monitorować emisję gazów i dążyć do optymalizacji zużycia energii, eliminowania energochłonnych rozwiązań oraz maksymalizacji gospodarczego wykorzystania metanu. Ma to na celu, w okresie długoterminowym, znaczne zredukowanie emisji gazów cieplarnianych.

Rysunek 6. Bilans emisji, ujęcia i zagospodarowania metanu w kopalniach grupy JSW S.A.



nianych. Stosowane rozwiązania i technologie zapewniają transformację w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ), będącą niezbędnym elementem tworzenia niskoemisyjnej, innowacyjnej i konkurencyjnej gospodarki, która ma się przyczynić do zmiany modelu rozwoju gospodarczego propagowanego przez Komisję Europejską.

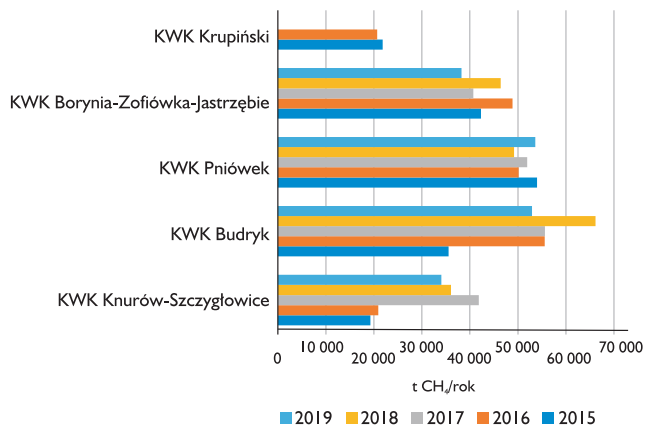
Analiza danych (rysunek 6) wskazuje, że w okresie od 2015 do 2020 roku z kopalń należących do spółki wydzielono 1775,14 kt metanu. Łącznie w okresie pięciu lat JSW S.A. wyemitowała do atmosfery 1383,73 kt metanu, co odpowiada 34,6 mln ton CO₂ eq, a ilość ujętego metanu systemem odmetanowania wyniosła 683 kt. W okresie od 2016 do 2018 roku nastąpił spadek efektywności odmetanowania z 43,5 do 32% (rysunek 7). Średnia efektywność odmetanowania dla spółki w całym okresie wynosiła 38,28%, a efektywność jego zagospodarowania utrzymywała się na poziomie od 55% do powyżej 60%.

Analizując dane z rejestru WUG i E-PRTR z okresu od 2015 do 2019 roku, można stwierdzić, że kopalniami o najwyższym poziomie emisji metanu były kopalnie KWK Budryk i KWK Pniówek

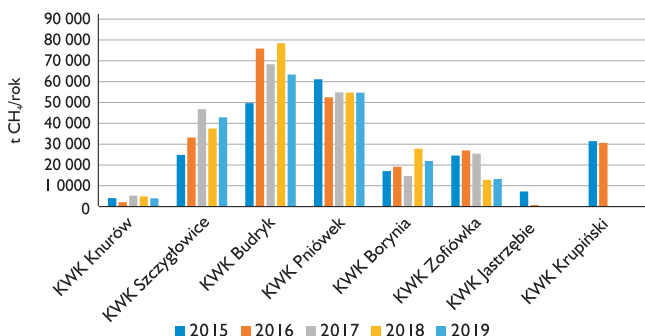
Tabela 1. Zestawienie efektywności odmetanowania w kopalniach JSW S.A. w okresie od 2015 do 2019 roku na podstawie rejestru WUG

Efektywność odmetanowania	2015	2016	2017	2018	2019
Knurów-Szczygłowie	41,70	49,38	25,65	15,61	34,15
Budryk	43,84	47,06	45,48	40,57	43,73
Pniówek	35,11	32,70	36,94	38,43	24,60
Borynia-Zofiówka-Jastrzębie	35,98	31,82	26,76	20,36	24,60
Krupiński	59,48	62,81	-	-	-

Rysunek 7. Emisja metanu z kopalń JSW S.A. na podstawie rejestru WUG



Rysunek 8. Stan emisji metanu z poszczególnych kopalń JSW S.A. na podstawie rejestru E-PRTR

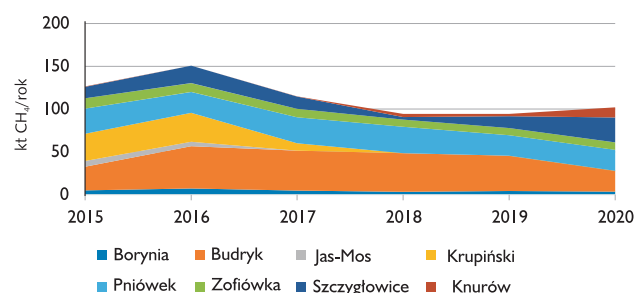


(rysunki 7 i 8) – odpowiednio 53,17 kt/rok i 51,7 kt/rok. Dane uzyskane z rejestru E-PRTR nieco różnią się od danych WUG, ale są zgodne z wynikami dostarczonymi ze spółki [4, 5].

Analiza ujęcia metanu systemem odmetanowania i jego zagospodarowania w kopalniach JSW S.A.

Zagrożenie metanowe w kopalniach węgla kamiennego determinuje zwiększenie kosztów wydobycia węgla, co związane jest z nakładami finansowymi ponoszonymi na profilaktykę i zwalczanie tego zagrożenia. Znaczne koszty generowane są w związku z koniecznością prowadzenia odmetanowania. Obecnie w Polsce większość kopalń węgla kamiennego wyposażona jest w system odmetanowania. Prowadzone jest ono w celu zapewnienia bezpieczeństwa bądź z przyczyn technologicznych (ujęcie części me-

Rysunek 9. Ujęcie metanu w kopalniach grupy JSW S.A. w okresie od 2015 do 2020 roku



tanu do systemu odmetanowania skutkuje mniejszymi emisjami gazu do wyrobisk górniczych). Z drugiej strony – ujęty metan może stanowić źródło energii, które następnie – sprzedane lub wykorzystane – pokrywa koszty poniesione na odmetanowanie, a nawet przynosi dodatkowy zysk. Z uwagi na to, iż kopalnie JSW S.A. należą do silnie metanowych, spółka zobligowana jest do prowadzenia aktywnego odmetanowania. Na rysunku 9 przedstawiono ilość ujętego metanu w poszczególnych kopalniach grupy w okresie od 2015 do 2020 roku.

Przedstawione na wykresie dane pokazują, że spółka ujęła sumarycznie 683 kt metanu, przy czym najwięcej w KWK Budryk, bo łącznie 234,12 kt. Duże ilości metanu ujmowane były w KWK Pniówek – łącznie 163,3 kt.

W tabeli 1 zestawiono efektywność odmetanowania dla poszczególnych kopalń należących do JSW S.A. na podstawie rejestru WUG. Z danych wynika, że najwyższą efektywność odmetanowania uzyskiwano w KWK Budryk – średnio 44%, a następnie w kopalni KWK Knurów-Szczygłowice – średnio 33%.

Bazując na danych zawartych w rejestrze, można uznać, że średnia efektywność odmetanowania za okres pięciu lat dla całej spółki wynosiła 34,7%. Przy wyliczaniu tej wartości nie wzięto jednak pod uwagę kopalni KWK Krupiński, która w latach 2015–2016 charakteryzowała się bardzo wysoką efektywnością odmetanowania – około 60%.

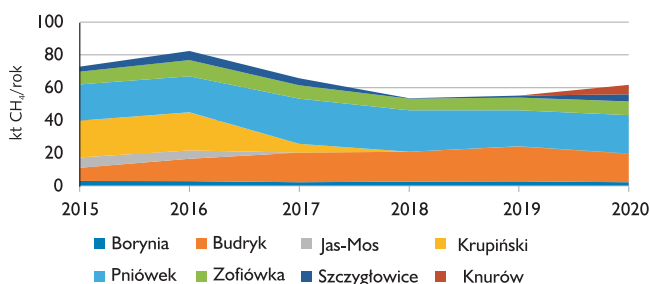
W warunkach polskich kopalń metan często pozyskiwany jest w miejscach, w których prowadzone są roboty górnicze. Zmieniające się warunki powodują częstą zmianę ilości i składu pozyskiwanego gazu. Gaz kopalniany niemający stabilnych parametrów ilościowych i jakościowych nie może więc być wykorzystywany w sieciach komunalnych. Wymagałoby to jego kosztownego oczyszczenia i wzbogacenia.

Układy energetyczne pozwalające na gospodarcze wykorzystanie metanu muszą więc być rozmieszczone na terenie kopalni bądź w bliskim jej sąsiedztwie. Wytwarzanie energii w tym przypadku może się wiązać z wytwarzaniem ciepła użytkowego lub energii elektrycznej i ciepła odpadowego w tzw. układach skojarzonych kogeneracyjnych. Układy trójgeneracyjne pozwalają dodatkowo wytworzyć chłód.

W kopalniach JSW S.A. zagospodarowanie metanu ujętego systemem odmetanowania oparte jest na technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, stosowany jest on także w silnikach spalinowych.

Na rysunku 10 przedstawiono ilość zagospodarowanego metanu przez wszystkie kopalnie należące do spółki w okresie od 2015 do 2020 roku.

Rysunek 10. Zagospodarowanie ujętego metanu w kopalniach grupy JSW S.A.



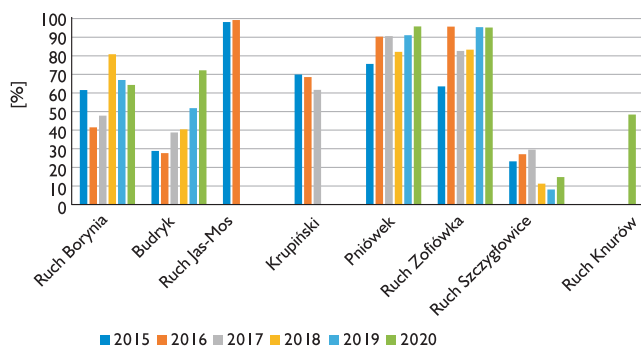
Łącznie kopalnie zutilizowały 391,40 kt metanu, co odpowiada 9785,23 kt ekwiwalentu CO₂. Z całkowitej ilości 181,51 kt zużyto w silnikach spalinowych (tabela 2). Sumaryczna efektywność zagospodarowania ujętego metanu dla badanego okresu wynosiła od 55 do 60%, a jej średnia wartość 57%.

Ze wszystkich kopalń JSW S.A. najwięcej metanu udało się zagospodarować w kopalni KWK Pniówek, bo aż 142,3 kt, a następnie w kopalni KWK Budryk – sumarycznie 97 kt metanu, a zdecydowanie najmniej w kopalni KWK Knurów.

W okresie swojej działalności kopalnie KWK Krupiński i KWK Jas-Mos uutilizowały ujęty metan, a w przypadku tej pierwszej kopalni sumarycznie udało się zagospodarować go prawie 51 kt.

Analiza efektywności zagospodarowania metanu w odniesieniu do poszczególnych kopalń JSW S.A. (rys. 11) pokazuje, iż najwyższą wartość osiągnęła kopalnia KWK Pniówek – od 76 do

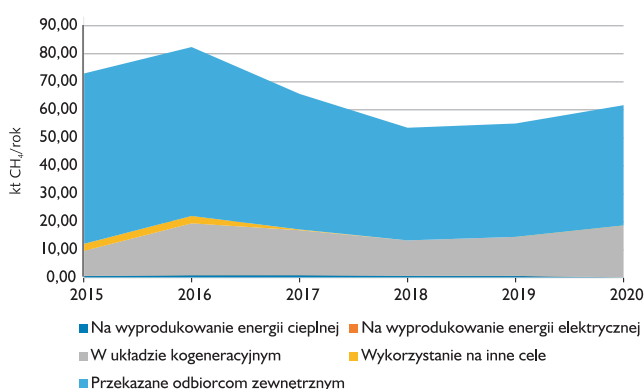
Rysunek 11. Efektywność zagospodarowania metanu w kopalniach grupy JSW S.A. w okresie od 2015 do 2020 roku



96%, a następnie Ruch Zofiówka – od 64 do 95%. W czasie swojej działalności kopalnie KWK Jas-Mos i KWK Krupiński również osiągały bardzo wysoką efektywność zagospodarowania, bo na poziomie odpowiednio 98 i 67%.

W przypadku kopalni KWK Budryk mimo wysokiego ujęcia metanu systemem odmetanowania efektywność jego zagospodarowania wynosiła od 28 do 52% (w 2019 roku). Na uwagę zasługuje fakt, iż w 2020 roku wartość ta wzrosła do 72%, co jest wynikiem modernizacji stacji odmetanowania i uruchomienia od lipca 2020 roku silnika gazowego ECOMAX o łącznej mocy 2 MW_{el}, co w połączeniu z już zabudowanymi silnikami JMS624GS-SL 2x4MW_{el} daje sumarycznie moc 10 MW_{el}.

Rysunek 12. Zagospodarowanie ujętego metanu w JSW S.A. w okresie od 2015 do 2020 roku



W latach 2016–2019 nie wykorzystywano ujętego metanu w Ruchu Knurów, natomiast w 2020 roku efektywność wynosiła już 48% (rysunek 11), co wynika z faktu uruchomienia od lipca 2020 roku w stacji odmetanowania silników gazowych CAT CG 260-16 3x4 MW_{el} o łącznej mocy 12 MW_{el}.

Na rysunku 12 przedstawiono sumaryczne zagospodarowanie metanu przez całą spółkę. Największa ilość ujętego metanu została przekazana odbiorcom zewnętrznym; łącznie 292,96 kt. W układzie kogeneracyjnym zużyto od 8,91 do 18,53 kt. Najmniejszą ilość metanu wykorzystano do produkcji energii cieplnej, bo jedynie 4,43 kt.

Emisja niezagospodarowanego metanu w JSW S.A. do powietrza atmosferycznego

Mimo zastosowania nowoczesnych rozwiązań technologicznych średnia efektywność odmetanowania dla spółki wynosiła 38,28%.

Dostępne obecnie technologie ujmowania metanu pozwalają uzyskać efektywność około 75% w zależności od prognozowanej metanowości bezwzględnej. Oznacza to, że 25% metanu uwalniane jest na drodze wentylacyjnej. Kopalnie JSW S.A. zagospodarowują metan na średnim poziomie 57%. Oznacza to, że 43% ujętego metanu nadal uwalniane jest do atmosfery. Na rysunku 13 przedstawiona została ilość wyemitowanego do atmosfery metanu z poszczególnych kopalń JSW S.A.

Analiza wykresu wyraźnie wskazuje, że największa ilość niezagospodarowanego metanu uwalniana była z dwóch kopalń: KWK Budryk – sumarycznie 117,58 kt i Ruch Szczygłowice – 65 kt. W przypadku obu tych kopalń JSW S.A. prowadzi działania mające na celu zwiększenie wykorzystywania metanu. W pierwszej zabudowa dodatkowego silnika gazowego istotnie wpłynęła na obniżenie emisji metanu o 13 kt w 2020 roku w stosunku do 2019 roku (efektywność zagospodarowania o 20% wyższa) i o 20 kt w stosunku do 2018 roku (efektywność zagospodarowania o 32% wyższa). Zabudowa silników na stacji odmetanowania Ruchu Knurów w lipcu 2020 roku wpłynęła na zmniejszenie emisji metanu do atmosfery o 48%, czyli o prawie 144 kt CO₂ eq (GWP₁₀₀ = 25).

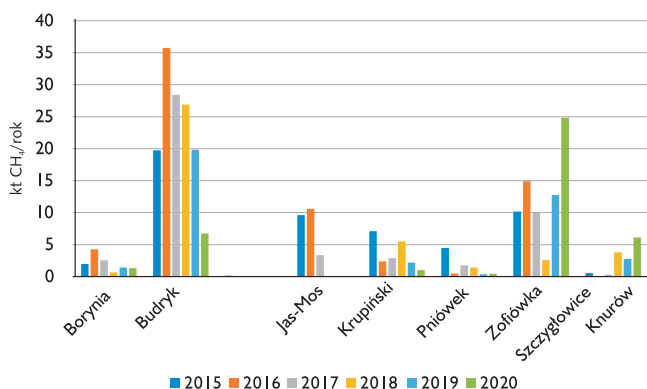
W tabeli 3 przedstawiony został bilans emisji metanu do atmosfery z kopalń JSW S.A. w ekwiwalencie CO₂ dla różnych wartości metryki GWP. Użycie zwiększonej wartości GWP₁₀₀ skutkuje wzrostem sumarycznej emisji z JSW S.A. o około 12%, ale nie ma wpływu na długoterminowy trend zmian klimatu. Natomiast wybór metryki GWP dla okresu 20-letniego zwiększa wartość emisji o 244%. Stosowanie tego wskaźnika zwiększa znacząco udział sektora górniczego reprezentowanego przez JSW S.A. w kontekście całkowitej emisji metanu w skali światowej i europejskiej. Może to wpłynąć na wybór polityki rządu odnośnie do stosowanych metod mających na celu złagodzenie zmian klimatu wywołanych działalnością spółki.

Realizowane i planowane projekty zwiększenia wykorzystania metanu ujmowanego w kopalniach JSW S.A.

JSW S.A. – jako świadomy i odpowiedzialny przedsiębiorca – zdaje sobie sprawę ze szkodliwego wpływu na środowisko, jaki wywiera proces wydobywania węgla. Grupa w swojej strategii działania wykorzystuje najwyższe standardy środowiska, bezpieczeństwa i jakości produktów oraz konsekwentnie realizuje zada-

nia środowiskowe. Stosuje rozwiązania i technologie zapewniające transformację w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ), będącą niezbędnym elementem tworzenia niskoemisyjnej, zasobooszczędnej, innowacyjnej i konkurencyjnej gospodarki. Działania te mogą w dużym stopniu przyczynić się do zmiany modelu rozwoju gospodarczego firmy zgodnie z zaleceniami Ko-

Rysunek 13. Emisja niezagospodarowanego metanu w kopalniach grupy JSW S.A. w okresie od 2015 do 2020 roku



misji Europejskiej.

Działania mające na celu zminimalizowanie szkodliwego wpływu metanu na powietrze atmosferyczne realizowane są poprzez maksymalne wykorzystanie ujętego metanu. Obecnie metan wykorzystywany jest w silnikach kogeneracyjnych do produkcji energii elektrycznej i ciepłej.

W wyniku wykorzystania ujmowanego metanu do produkcji energii w układach wysokosprawnej kogeneracji w 2019 roku uzyskano zmniejszenie jego emisji do atmosfery o około 76,9 mln m³ (o około 3% więcej w porównaniu z 2018 rokiem). Obecnie realizowane są inwestycje polegające na zabudowie kolejnych silników zasilanych gazem z odmetanowania w kopalniach KWK Budryk i KWK Knurów-Szczygłowice o łącznej mocy 48 MWe. Pozwolą one na ograniczenie emisji śladu węglowego organizacji o około 1,6 mln Mg CO₂ eq do 2025 roku.

Do 2022 roku spółka planuje zrealizować działania mające na celu uzyskanie zainstalowanej mocy w obu kopalniach w wysokości 43,9 MW_{el}. Roczny potencjał produkcyjny „zielonej” energii elektrycznej w obu kopalniach będzie wynosił 330 tys. MWh, co pokryje 33% zapotrzebowania na energię elektryczną JSW S.A. Zakłada się, że proekologiczne działania pozwolą na ograniczenie emisji metanu do atmosfery łącznie o 80 mln m³ CH₄, co daje około 1,6 mln Mg CO₂ eq. Inwestycje realizowane przez spółkę pozwolą od 2025 roku wykorzystywać gospodarczo cały metan ujęty systemem odmetanowania. W 2020 roku zauważalne były

pierwsze efekty poniesionych inwestycji poprzez ograniczenie emisji metanu. W przypadku Ruchu Knurów efektywność zagospodarowania metanu wzrosła o 48%, a w przypadku KWK Budryk o 20% w stosunku do 2019 roku i o 32% w stosunku do 2018 roku. Łącznie w tych dwóch zakładach zagospodarowano 32 mln m³ CH₄.

Nakłady inwestycyjne związane z gospodarczym wykorzystaniem metanu w Ruchu Knurów stanowiły 48% sumarycznych nakładów ponoszonych przez spółkę na ochronę środowiska, a budowa układu kogeneracyjnego w kopalni KWK Budryk 14%.

Grupa JSW prowadzi działania mające na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz, wychodząc naprzeciw nowym wytycznym w zakresie ujawniania informacji na temat zmian klimatu, od 2017 roku prowadzi zintegrowane obliczanie i raportowanie śladu węglowego organizacji i poszczególnych jej produktów – węgla i koks (rysunek 14). Wyliczony jest on na podstawie międzynarodowej metodyki *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting*, zgodnie z którą metryki stosowane do przeliczenia emisji metanu na ekwiwalent CO₂ powinny być określane zgodnie z wytycznymi zawartymi w piątym raporcie IPCC. Dla metanu metryka GWP w 100-letnim okresie powinna wynosić 28.

Możliwe kierunki zmniejszenia emisji z kopalń węgla, w tym JSW S.A.

Polskie kopalnie, w tym należące do JSW S.A., podejmują działania mające na celu zmniejszenie emisji metanu do atmosfery poprzez jego ujmowanie i gospodarcze wykorzystanie. W poprzednim podpunkcie przedstawiono możliwe sposoby zagospodarowania metanu ujętego systemem odmetanowania. Mimo podejmowanych prób efektywność jego ujęcia w skali wszystkich kopalń wynosi od 34,6 do 36,3%, a gospodarcze wykorzystanie od 57 do prawie 64%. W przypadku JSW S.A. efektywność odmetanowania wynosi 38,28%, a zagospodarowanie 57,51%. Biorąc pod uwagę te wartości, należy uznać, że działania zmierzające w kierunku zmniejszenia emisji metanu do atmosfery należy oprzeć na:

- zwiększeniu efektywności odmetanowania,
- zwiększeniu gospodarczego wykorzystania metanu.

Ponieważ w Polsce odmetanowanie prowadzone jest głównie ze względu na bezpieczeństwo, nie jest ono stosowane w wyrobiskach o niskiej prognozowanej metanowości bezwzględnej. Powoduje to, że metan usuwany jest na drodze wentylacyjnej wprost do atmosfery. Konieczne wydaje się zatem wprowadzenie obowiązku prowadzenia odmetanowania we wszystkich obszarach eksploatacyjnych kopalń metanowych. Aby było to możliwe, należałoby zmniejszyć dopuszczalną wartość stężenia metanu w rurociągach zbiorczych sieci odmetanowania poniżej 30%.

Tabela 3. Bilans emisji metanu do atmosfery w przeliczeniu na kt ekwiwalentu CO₂ dla JSW S.A. w okresie od 2015 do 2020 roku

Global Warming Potential	Ilość metanu ujętego systemem wentylacji		Ilość metanu ujętego systemem odmetanowania		Ilość metanu zagospodarowanego		Sumaryczna emisja metanu	
	kt CH ₄	kt CO ₂ eq	kt CH ₄	kt CO ₂ eq	kt CH ₄	kt CO ₂ eq	kt CH ₄	Mt CO ₂ eq
GWP ₁₀₀ =25	1092,13	27303,31	683,01	17075,21	391,40	9785,23	1383,73	34,59
GWP ₁₀₀ =28	-	30579,70	-	19124,23	-	10959,46	-	38,74
GWP ₂₀ =86	-	93923,38	-	58738,72	-	33661,20	-	119,00

Rysunek 14. Ślad węglowy dla JSW S.A. w latach 2017–2019



Dodatkowo, należy poszukiwać bardziej nowoczesnych technologii ujmowania metanu, takich jak:

- chodniki drenażowe,
- odmetanowanie zrobów poeksploatacyjnych otworami z wyrobisk górniczych lub z powierzchni,
- stosowanie otworów kierunkowych.

Zwiększenie efektywności odmetanowania jest kluczowe dla obniżenia metanowości wentylacyjnej wyrobisk i kopalni, ale duże znaczenie ma również zwiększenie efektywności zagospodarowania metanu. Grupa JSW S.A. podejmuje działania mające na celu skuteczne wykorzystanie metanu. Oprócz tego prowadzi również badania nad możliwością zastosowania technologii zażęzania gazu kopalnianego do zawartości metanu na poziomie gazu sieciowego. Zażęzanie (CMM) prowadzi do powstania mieszaniny o zawartości metanu 95–98% CH₄, która nadaje się do wykorzystania przemysłowego i wtłoczenia do sieci wysokometanowego gazu opałowego.

W polskich kopalniach węgla kamiennego duży problem stanowi metan zawarty w powietrzu wentylacyjnym (VAM). Wydziela się on w czasie urabiania węgla do powietrza i ulega rozrzedzeniu, tworząc w wyniku regulacji strumienia powietrza mieszaninę metanowo-powietrzną. Jego ujęcie jest problematyczne ze względu na niskie stężenia w wysokości od 0,1 do 0,75% (0,75% to górna granica stężenia metanu w szybach wentylacyjnych, określona w polskich górniczych przepisach bezpieczeństwa).

Dzięki prowadzonym na świecie w ostatnich latach pracom badawczo-rozwojowym powstało wiele technologii i urządzeń umożliwiających wykorzystanie metanu z powietrza wentylacyjnego jako paliwa. Większość tych technologii umożliwia wykorzystanie metanu znajdującego się w powietrzu, jednakże podstawowym problemem jest zapewnienie mieszaniny metanowo-powietrznej o koncentracji metanu co najmniej od 0,5 do 1,0%, aby urządzenia – reaktory spalające metan – mogły pracować efektywnie ekonomicznie.

W polskich kopalniach główną barierą dla efektywnego wykorzystania energetycznego metanu z powietrza wentylacyjnego w szybach wydechowych jest niskie stężenie metanu, występujące średnio w przedziale od 0,01% do 0,30%. Problemem jest też wydajność instalacji. Opracowane technologie charakteryzują się wydajnością około 3000 m³/h. Biorąc pod uwagę, że w kopalnianych szybach wentylacyjnych strumień powietrza osiąga wartości powyżej 22 000 m³/min, zastosowanie tej technologii byłoby zdecydowanie nieefektywne.

* * *

Polskie górnictwo węgla kamiennego odpowiedzialne jest za 2% emisji metanu z tego sektora w skali światowej i 38,4% emisji w skali europejskiej. Biorąc pod uwagę emisję metanu ze wszystkich sektorów (dane UNFCCC) kopalnie JSW S.A. w skali euro-

pejskiej w okresie od 2015 do 2018 roku odpowiedzialne były za 1,29% emisji metanu, a pozostałe polskie kopalnie za 2,03%. Jeśli popatrzymy na wszystkie kraje Aneksu I, wartości te obniżają się jedynie do 0,31% dla JSW i 0,49% dla pozostałych polskich kopalni [10]. Inaczej kształtuje się emisja metanu na poziomie krajowym. W analizowanym okresie kopalnie JSW S.A. odpowiadały za 12,3% całkowitej emisji metanu, a pozostałe kopalnie za 19,26%.

Uwzględniając dane dotyczące polskiego górnictwa podziemnego z WUG i dane JSW w okresie od 2015 do 2019 roku, sumaryczna ilość metanu wyemitowanego do atmosfery z kopalń JSW S.A. wahała się od 198,5 do 264 kt/rok, ale od 2016 roku systematycznie spadała. Ilość ujętego metanu systemem odmetanowania wyniosła sumarycznie 683 kt, średnia efektywność odmetanowania 38,28%, a średnia efektywność zagospodarowania 57%.

Przedstawione w artykule dane pokazują, że spółka sumarycznie systemem odmetanowania ujęła 683 kt metanu. Łącznie w okresie od 2015 do 2020 roku kopalnie spółki zutilizowały 391,40 kt metanu, co odpowiada 9785,23 kt ekwiwalentu CO₂. Z całkowitej ilości zagospodarowanego metanu 181,51 kt zużyto w silnikach spalinowych.

W związku z tym, że działalności JSW S.A. towarzyszy nierozłącznie emisja metanu, spółka stara się w jak największym stopniu uchwycić go i zagospodarować, jednak ze względów bezpieczeństwa nie da się całkowicie uniknąć emisji wraz z powietrzem wentylacyjnym.

Działania mające na celu zminimalizowanie szkodliwego wpływu metanu na powietrze atmosferyczne realizowane są poprzez maksymalne wykorzystanie ujętego metanu. Spółka obecnie realizuje program gospodarczego wykorzystania metanu (GWM) w swoich kopalniach, polegający na zabudowie kolejnych silników zasilanych gazem z odmetanowania o docelowej łącznej mocy 48 MW_{el}. Do 2022 roku spółka planuje zrealizować działania mające na celu uzyskanie zainstalowanej mocy w obu kopalniach w wysokości 43,9 MW_{el}. Roczny potencjał produkcyjny „zielonej” energii elektrycznej w obu kopalniach będzie wynosił 330 tys. MWh, co pokryje 33% zapotrzebowania na energię elektryczną JSW S.A. Zakłada się, że proekologiczne działania pozwolą na ograniczenie emisji metanu do atmosfery łącznie o 80 mln m³ CH₄, co daje około 1,6 mln Mg CO₂ eq. Inwestycje realizowane przez spółkę pozwolą od 2025 roku wykorzystywać gospodarczo cały ujęty systemem odmetanowania metan.

Nikodem Szlązak, Justyna Swolkień, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, AGH w Krakowie, Artur Badylak, JSW S.A.

Literatura

- [1] National Inventory Report, 2020, Inventory of Greenhouse Gases in Poland for the Years 1988–2018 A Synthesis Report. IEP-NRI, written in response to the requirements of the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol, Warsaw, polish text.
- [2] Statista: *Leading hard coal producing countries worldwide in 2018*, <https://www.statista.com/statistics/264775/top-10-countries-based-on-hard-coal-production/>.
- [3] UNFCCC *Greenhouse Gas Inventory Data*, https://di.unfccc.int/detailed_data_by_party.
- [4] WUG, 2020, *Ocena stanu bezpieczeństwa pracy, ratownictwa górniczego oraz bezpieczeństwa powszechnego w związku z działalnością górnictwo-geologiczną w 2017 roku*, Wyższy Urząd Górniczy w Katowicach.
- [5] *European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR)*, <https://prtr.eea.europa.eu/#/home>

dokończenie ze str. 7

w sprawie zwiększenia celów klimatycznych na 2030 rok z 40 do co najmniej 55 proc. w porównaniu z poziomem emisji z 1990 roku.

– *Cieszę się, że osiągnęliśmy porozumienie w sprawie tego podstawowego elementu Europejskiego Zielonego Ładu. Nasze polityczne zobowiązanie, aby stać się pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu do 2050 roku jest od tej chwili również zobowiązaniem prawnym. Dzięki prawu o klimacie UE obiera ekologiczny kierunek z myślą o kolejnym pokoleniu. Jest to przyrzeczenie złożone naszym dzieciom i wnukom, które nas wiąże* – powiedziała **Ursula von der Leyen, przewodnicząca KE**

– *Osiągnęliśmy ambitne porozumienie, zgodnie z którym wyznaczony przez nas cel neutralności klimatycznej zostanie zapisany w wiążącym prawodawstwie i ukierunkuje naszą politykę na najbliższe 30 lat. Prawo o klimacie ukształtuje ekologiczną odbudowę gospodarki UE i zapewni sprawiedliwe społecznie przejście na „zieloną” gospodarkę. Dzisiejsze porozumienie wzmacnia również naszą światową pozycję lidera w walce z kryzysem klimatycznym. Kiedy światowi przywódcy będą świętować Dzień Ziemi, UE przedstawi tę pozytywną wiadomość, która, mamy nadzieję, zainspiruje naszych międzynarodowych partnerów. Jest to dobry dzień dla naszych obywateli i naszej planety* – powiedział **Frans Timmermans, wiceprzewodniczący KE ds. Europejskiego Zielonego Ładu.**

● **15 kwietnia br.** Spółka Gas-Trading z Grupy PGNiG dysponuje już trzema mobilnymi stacjami regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Instalacje wykorzystywane są jako dodatkowe źródło zasilania paliwem gazowym albo w przypadku przerw w jego dostawach. – *Tego typu mobilne stacje to jedno z najlepszych i najszybszych w uruchomieniu rozwiązań stosowanych do tymczasowego lub awaryjnego zasilania gazem ziemnym. Umożliwiają dostarczenie gazu do odbiorcy w oczekiwaniu na ukończenie właściwej inwestycji gazowej. Ponadto, pozwalają bardzo szybko przywrócić dostawy gazu ziemnego odbiorcom na terenach dotkniętych usterkami sieci. W przypadku awarii gazociągu lub spadku ciśnienia pełnią rolę „pierwszej pomocy” do czasu usunięcia usterki* – powiedział **Robert Perkowski, wiceprezes zarządu PGNiG ds. operacyjnych.**

● **7 kwietnia br.** Europejscy ministrowie energii podkreślili potrzebę stworzenia stabilnych ram regulacyjnych dla wodoru w Unii

Europejskiej, zdolnych przyciągnąć prywatnych inwestorów na konkurencyjny i przewidywalny rynek. Inwestycje publiczne i prywatne powinny się sprzymierzyć, a rządy mają obowiązek dawać właściwe sygnały, tworząc ramy regulacyjne i warunki dla sektora prywatnego do inwestowania w sposób stabilny i przewidywalny. Oprócz ram regulacyjnych kluczowe jest również zaplanowanie infrastruktury niezbędnej do produkcji i dystrybucji wodoru.

● **30 marca br.** PGNiG SA oraz Grupa Naftogaz podpisały list intencyjny dotyczący współpracy przy poszukiwaniu i eksploatacji ukraińskich zasobów węgłowodorów. – *Ukraina, która dysponuje jednymi z największych zasobów gazu w Europie, może być dla PGNiG atrakcyjnym miejscem rozwoju. Jesteśmy szczególnie zainteresowani działalnością w zachodniej części kraju, graniczącej z obszarem, na którym prowadzimy wydobywanie już od kilkudziesięciu lat. Dostępne dane wskazują na duży potencjał złożowy tego regionu. Nasz partner również dysponuje bogatym doświadczeniem oraz cennymi danymi geologicznymi, dlatego potencjalna współpraca obu firm może w efektywny sposób przełożyć się na wzrost wydobywania gazu ziemnego w zachodniej części Ukrainy. Będzie to korzystne zarówno z punktu widzenia rozwoju obu firm, jak i dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego w Europie Środkowo-Wschodniej* – powiedział **Robert Perkowski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. operacyjnych.**

● **25 marca br.** PGNiG Upstream Norway kupi od Grupy INEOS wszystkie aktywa jej norweskiej spółki zależnej, dysponującej udziałami w 22 koncesjach i terminalu gazowym Nyhamna na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Dzięki transakcji wolumen rocznej produkcji gazu przez GK PGNiG w Norwegii powinien w 2027 roku osiągnąć 4 mld m sześciennych. W ramach transakcji przejęty zostanie także portfel koncesji poszukiwawczych, w tym sześć w roli operatora, które mogą zapewnić dalszy rozwój działalności PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

● **1 marca br.** Suma kosztów inwestycji w infrastrukturę gazową, planowanych przez państwa członkowskie Unii Europejskiej, wynosi 117 mld euro – wynika z raportu przygotowanego przez *Global Energy Monitor*, sieć badawczą łączącą naukowców wspólnie opracowujących materiały informacyjne na temat paliw kopalnych i odnawialnych źródeł energii. Raport wskazuje, że z tej kwoty 13,4 mld euro ma zainwestować Polska, 21 mld euro Wielka Brytania, 14,9 mld euro Niemcy, 13,9 mld euro Grecja.



ADAM BOCHENEK – wspomnienie

Urodził się w 1952 roku w podtarnowskich Ryglicach. Od piętnastego roku życia mieszkał już w Krakowie, gdzie – po ukończeniu technikum geodezyjnego – rozpoczął studia na Politechnice Krakowskiej na wydziale budownictwa lądowego. Na studiach wykazywał cechy dobrego menedżera i lidera, angażując się w życie studenckie jako członek ZSP. Studia ukończył w 1979 roku, uzyskując tytuł magistra inżyniera, i rozpoczął pracę w Almatuże, gdzie pełnił funkcję zastępcy dyrektora oddziału. Następnie przeniósł się do Logos Tour, obejmując stanowisko dyrektora oddziału. Na początku 1993 roku dołączył do założonej w 1991 roku firmy Anticor PPH, która zajmowała się dystrybucją taśm antykorozyjnych firmy Polyken Technologies. Całą zawodową karierę,

związaną z szeroko pojętą branżą energetyczną, realizował w jednej firmie, pełniąc w niej przez 27 lat funkcję prezesa zarządu. W firmie Anticor wprowadzał na rynek nowe technologie i organizował sympozja, aby je promować. Czynnikiem angażował się w życie środowiska gazowniczego, będąc m.in. członkiem założycielem IGG, przyjmując nominację na członka zarządu. Za cel stawiał sobie pracę nad poprawą relacji między uczestnikami rynku energetycznego. Dążył do tego, aktywnie uczestnicząc w pracach Zespołu ds. Dobrych Praktyk w relacjach inwestor-wykonawca. Jako menedżer i wspaniały człowiek dał szansę wielu pracownikom, którzy dzięki niemu mogli rozwinąć swoje umiejętności zgodnie z jego filozofią pracy: nigdy nie traktuj pracy jako obowiązku, ale jako misję. Godność człowieka była dla niego wartością nadrzędną, swoimi działaniami starał się doceniać osoby, które go otaczały. Zawsze powtarzał, że firmę tworzą ludzie, czyli jej pracownicy, klienci oraz partnerzy, o których należy dbać i udzielać im wsparcia. Zmarł 1 kwietnia 2021 roku w Krakowie.

Niezawodne pomiary wilgoci w gazie ziemnym

Roman Komor

Przedsiewzięcia z branży gazowniczej wymagają niezawodnych i szybkich pomiarów wilgoci, aby lepiej chronić rurociągi przed korozyjnym wpływem połączeń wody z innymi zanieczyszczeniami występującymi w gazie ziemnym, takimi jak siarkowodór i dwutlenek węgla. Stosowane w tym celu dotychczasowe metody pomiarowe mają wiele ograniczeń. Metoda spektroskopii absorpcyjnej z wykorzystaniem przestrajalnego lasera diodowego (TDLAS), wprowadzona na rynek przez SpectraSensors, firmę z Grupy Endress+Hauser, jest – ze względu na bardzo szybki i niezawodny pomiar, a także optymalną wydajność oraz niskie koszty eksploatacji – powszechnie stosowana w pętlach kontrolnych procesów oczyszczania, separacji i skraplania gazu ziemnego.

Problemy z tradycyjnymi pomiarami

Istnieją różne technologie pomiaru ilości wody w gazie ziemnym. Opierają się one zwykle na systemach kondycjonowania próbki, w których próbka gazu jest pobierana, filtrowana, ciśnienie jest regulowane, a przepływ kontrolowany. Nie zaleca się instalowania czujnika bezpośrednio w rurociągu gazu ziemnego, ponieważ może on zawierać zarówno zanieczyszczenia fizyczne (rdza, kamień itp.), dodatki (takie jak nawianiacze, środki zapobiegające zamarzaniu, np. metanol), jak i węglowodory wyższe. W praktyce na czujniki stykające się ze strumieniami gazu ziemnego niekorzystny wpływ mają składniki gazu ziemnego, które powodują błędy, zakłócenia i awarie. Ostatecznie obsługa takich czujników jest zbyt kosztowna, a pomiar zawodny. Obecnie najpowszechniej stosowanymi technologiami pomiarowymi są chłodzone lustro, czujniki impedancyjne, mikrowaga kwarcowa oraz TDLAS. Każda tech-



Zdjęcie 1. Analizator SpectraSensors SS2100 w trakcie instalacji.

nologia ma swoje zalety i wady, jednak to TDLAS uważana jest za najbardziej niezawodną.

Technologia TDLAS SpectraSensors

Analizatory TDLAS (zdjęcie 2) są przeznaczone do selektywnego i specyficznego pomiaru H_2O , a także innych analityków (H_2S , CO_2 , C_2H_2 i NH_3) w strumieniach gazów procesowych oraz w gazie ziemnym. Podczas pracy gaz z sondy zainstalowanej w punkcie poboru wprowadzany jest do celki pomiarowej analizatora. Przestrajalny laser diodowy emituje



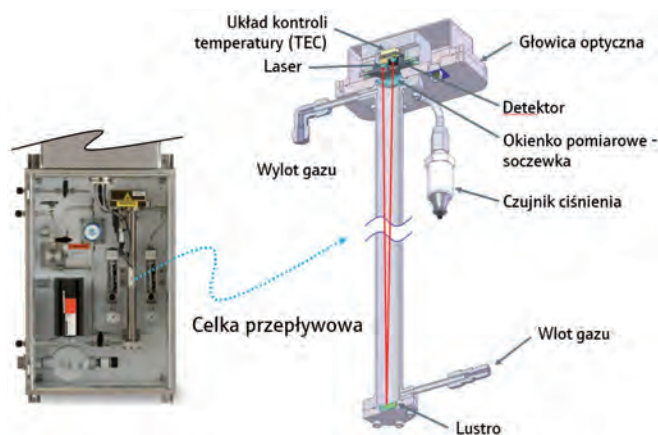
Zdjęcie 2. Analizator wilgoci w gazie ziemnym z systemem kondycjonowania próbki.

światło o długości fali bliskiej podczerwieni (NIR), specyficzne dla docelowego analitu do celki z próbką. Promień lasera przechodzi przez gaz, jest odbijany przez lustro na przeciwnym końcu celki i wraca do detektora półprzewodnikowego w głowicy optycznej. Cząsteczki analitu, obecne w próbce gazu, pochłaniają i zmniejszają intensywność światła lasera wprost proporcjonalnie do ich stężenia zgodnie z prawem Lamberta-Beera. Różnica w natężeniu światła mierzona jest przez detektor półprzewodnikowy, a sygnał ten jest przetwarzany za pomocą algorytmów do obliczania stężenia analitu

w przepływającym przez celę pomiarową strumieniu. Podstawową konstrukcją takiej celi pomiarowej w analizatorze TDLAS przedstawiono na zamieszczonym rysunku.

Długość drogi optycznej można zwiększyć poprzez wykorzystanie wieloprześciowej celki Herriotta, w której światło lasera przechodzi przez próbkę wiele razy, zwiększając czułość analizatora w pomiarach na poziomach śladowych (poniżej ppm).

Analizator TDLAS z celką pomiarową



Analizator gazu ziemnego SpectraSensors wykorzystujący technologię TDLAS składa się z części elektronicznych (półprzewodnikowych), które nie mają kontaktu z gazem ziemnym i nie ma żadnych ruchomych części. Aktywne części systemu, laser i detektor, są zamontowane za okienkiem pomiarowym (zdjęcie 2), co pozwala uniknąć zanieczyszczenia czy korozji tych elementów i zapewnia trwałość oraz długi czas bezawaryjnego działania całego urządzenia.

Czas reakcji i analizy

Technologia TDLAS charakteryzuje się najkrótszym czasem reakcji na zmiany stężenia analitu w strumieniu gazu. Technologie wymagające osiągnięcia stanu równowagi wilgoci w próbce gazu z powierzchnią/warstwą detekcyjną ulegają w tej kategorii technologii TDLAS ze względu na polarny charakter cząsteczki wody i jej skłonność do przywierania do



Zdjęcie 3. Analizator TDLAS SpectraSensors.

powierzchni. Wymagany jest znaczny czas kontaktu z mierzonym gazem, zwłaszcza przy przejściu z mokrej do suchej próbki gazu.

Dzięki zastosowaniu laserowych analizatorów gazu ziemnego TDLAS nie ma konieczności oczekiwania na etap absorpcji i de-

sorpcji z powierzchni czujnika. Odczyty są dostarczane co sekundę, a jedynym opóźnieniem jest czas potrzebny na dopływ próbki do analizatora. Eliminuje to wszelkie opóźnienia w odczytach. Krótkie czasy odpowiedzi i analizy właściwe dla analizatorów TDLAS sprawiają, że użytkownicy zawsze dysponują dokładnymi danymi dotyczącymi poziomu zanieczyszczeń, niezbędnymi do sterowania procesem i zapewnienia jego optymalizacji.

Konserwacja i obsługa

Konserwacja jest ważnym aspektem przy ocenie kosztów użytkowania różnych technologii pomiarowych. Ponieważ coraz więcej użytkowników zleca konserwację urządzeń pomiarowych na zewnątrz, nieustannie starają się instalować sprzęt wymagający niewielkich zabiegów. Czujniki kontaktowe zawsze będą wymagały większej uwagi niż pomiary bezkontaktowe, ponieważ ich poprawne działanie jest znacznie bardziej zależne od czystości próbki gazu docierającej do czujnika. Składniki powodujące korozję w strumieniu gazu ziemnego, takie jak związki siarki, również zwiększają wymagania konserwacyjne dotyczące czujników kontaktowych. Obsługa obejmuje okresowe przeglądy czy wymianę filtrów układu próbkowania, a także okresową rekaliczację samych czujników.

Analizatory TDLAS dostarczane przez SpectraSensors kalibrowane są fabrycznie i nie wymagają rekaliczacji w okresie eksploatacji analizatora. Każdy analizator TDLAS przechodzi testy w fabryce i jest kalibrowany mieszkanką gazową przygotowaną tak, aby odpowiadała składem rzeczywistemu strumieniowi. Takie podejście gwarantuje dokładne pomiary nawet w przypadku złożonych mieszanin gazowych. Walidacja stężenia H₂O jest prosta do wykonania. Analizatory TDLAS są wyposażone w odpowiednie złącza, które umożliwiają przyjmowanie mieszanek gazów walidacyjnych. Ponadto, dostępne są opcje automatycznej walidacji do wyzwalania jej według harmonogramu lub na żądanie – ręcznie lub cyfrowo.

Rozwiązania SpectraSensors firmy z Grupy Endress+Hauser

Od ponad 20 lat SpectraSensors dostarcza klientom z branży gazowniczej światowej klasy pomiary parametrów jakościowych gazu. Ekstrakcyjne systemy analizatorów TDLAS zapewniają analizę w czasie rzeczywistym, gwarantując bezpieczeństwo pracy i wysoką dostępność instalacji. Te wysokiej jakości analizatory są najlepsze w swojej klasie, jeśli chodzi o spełnianie specyfikacji jakości gazu, zapobieganie korozji rurociągów, tworzeniu się hydratów i eliminowanie ryzyka awarii, zapewniając bezpieczeństwo ludzi i integralność zasobów. Rozwiązania SpectraSensors zostały przyjęte przez wiodące korporacje, takie jak British Petroleum, Chevron, DCP Midstream, Shell, Kinder Morgan, Williams i wiele innych, jako przemysłowy standard. Od momentu powstania firmy technologia TDLAS dostarczana przez SpectraSensors udowodniła swoją niezawodność w tysiącach instalacji na całym świecie.

Roman Komor, inżynier sprzedaży – analityka procesowa, Endress+Hauser Polska sp. z o.o.

www.pl.endress.com/spectrasensors



PGNiG

marka godna zaufania

Odpowiedzialność, wiarygodność, partnerstwo i jakość to filary naszego działania. Jesteśmy dumni, że świadczone przez nas usługi zostały docenione przez polskich przedsiębiorców, którzy przyznali nam tytuł Marki Godnej Zaufania. Dziękujemy za to zaszczytne wyróżnienie!

