

wrzesień 2021

# Przegląd Gazowniczy

nr 3 (71)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**ZIELONE GAZOWNICTWO  
– WYZWANIA SYSTEMOWE  
I TECHNOLOGICZNE**



**IZBA GOSPODARCZA GAZOWNICTWA oraz GDAŃSKA FUNDACJA  
KSZTAŁCENIA MENEDŻERÓW  
wraz z Uniwersytetem Gdańskim, we współpracy z IAE Aix-Marseille  
jako instytucją walidującą,**

**ZAPRASZAJĄ  
do udziału w siedemnastej edycji  
PROGRAMU EXECUTIVE MBA  
MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION  
Zajęcia rozpoczynają się 7.10.2021 r.**



**MBA**

**Nabór do 20 września 2021 r.**

**Kontakt tel: 22 631 08 37  
email: [office@igg.pl](mailto:office@igg.pl)**

Tradycją naszego samorządu gospodarczego sektora gazowniczego, dzięki Izbie Gospodarczej Gazownictwa, jest dostarczanie wiedzy na temat kierunków rozwoju krajowego i światowego gazownictwa, prezentacja osiągnięć, ale i wyzwań.

Organizowany przez IGG co dwa lata Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego jest forum, na którym podejmujemy debaty nad strategiami rozwoju tej branży w kontekście polityki energetycznej państwa, regulacji prawnych i mechanizmów finansowych wspierających planowane kierunki rozwoju. Kolejnym forum branżowej debaty są organizowane przez IGG co dwa lata Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, które koncentrują się na problemach inwestycyjnych i technologicznych, decydujących o tempie i skali rozwoju potencjału wytwórczego sektora.

Oba te wydarzenia, organizowane od ponad dekady, stały się cyklicznym rozliczeniem i oceną efektów naszych działań na rzecz branży gazowniczej, ale są także swoistym kalendarium wydarzeń i zmian regulacyjnych w zakresie polityki energetycznej światowej i krajowej oraz zmian zachodzących w wyniku postępu technologicznego.

Planując tegoroczną edycję targów EXPO-GAS, nie musieliśmy poszukiwać tematu obrad. Minione dwa lata tak drastycznie zmieniły europejską politykę energetyczną, że agenda może być tylko jedna – Europejski Zielony Ład. Ta strategia tak zdominowała publiczne debaty w kwestiach politycznych, społecznych, gospodarczych, a nade wszystko stała się olbrzymim wyzwaniem technologicznym, że hasłem tegorocznych targów może być tylko „zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne”.

Należy z satysfakcją stwierdzić, że po raz pierwszy prezentacje konferencyjne i dyskusje panelowe będą

koncentrować się nie tylko na programie europejskim, ale także na krajowym dokumencie strategicznym, takim jak „Polityka energetyczna Polski 2040” (PEP 2040), a także na przygotowanych już dokumentach poświęconych krajowej strategii OZE, wodorowej i biometanowej. Z minionych lat pamiętamy, że długo trwały

batalie, aby wypracować takie dokumenty. Tym razem możemy się do nich odnosić, dyskutować o zakresie koniecznych regulacji systemowych i stosownych aktów wykonawczych.

I jeszcze jeden istotny aspekt sprawy – finansowanie nowych technologii. To także nowa jakość w myśleniu przyszłościowym. Dwie instytucje państwowe: NCBR oraz NFOŚiGW zawarły alians i budują platformy konkursowe dla innowacyjnych projektów *Green Deal*. Jeśli dodać, że krajowi potentaci sektora gazowniczego wypracowali korporacyjne strategie dla zielonych innowacji, instytucjonalizacja tych procesów będzie postępować.

Jak zawsze, IGG będzie wspierać wszystkie projekty w zakresie ekoinnowacji, bo mamy istotny atut – firmy członkowskie, które przez lata rozwijały swój potencjał projektowy i wykonawczy, a ich liczne nagrody na targach EXPO-GAS to potwierdzają.



**Dr Robert Perkowski,**  
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

#### **RADA PROGRAMOWA** „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, przewodnicząca,  
Izba Gospodarcza Gazownictwa  
Ewa Kukulska-Zajac, 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  
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.

## Spis treści

### TEMAT WYDANIA

- 8 Podejście do metanu Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ – Michał Drabik
- 14 Unijna strategia na rzecz ograniczenia emisji metanu a sektor energetyczny – Łukasz Lisicki
- 16 Zrównoważone finansowanie samorządu terytorialnego – dr Maciej Bukowski
- 18 Opinia Zespołu Gazowego Transition Technologies w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu – Jakub Rak, Severyn Dranchuk, Piotr Błach
- 20 Rola biometanu i wodoru w osiągnięciu neutralności klimatycznej Polski – Tobiasz Adamczewski
- 23 Przedsięwzięcia NCBR jako nowe platformy konkursowe dla innowacyjnych projektów Europejskiego Zielonego Ładu – Katarzyna Lenart
- 26 Jesteśmy gotowi do transformacji energetycznej – prof. Maciej Chorowski
- 30 Zielone zamówienia publiczne narzędziem wsparcia transformacji klimatycznej – Magdalena Olejarz

### 32 NOWA KADENCJA W ORGANACH IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

#### PGNiG SA

- 36 PGNiG chce produkować gaz z bioodpadów
- 37 PGNiG i ERU rozpoczynają wspólną działalność poszukiwawczo-wydobywczą na Ukrainie

#### PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 38 Prosto po czyste powietrze, czyli jak wymienić piec i skorzystać z dotacji
- 39 Największa umowa sprzedaży LNG w historii spółki

#### POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 Stacja regazyfikacji LNG w Tychowie
- 41 Specustawa terminalowa po nowelizacji 2021
- 42 PSG podsumowała gazyfikację miasta i gminy Czyżew
- 43 ChatBot – ruszył nowy kanał kontaktu z klientami PSG

#### GAZ-SYSTEM

- 44 „Złoty spaw” na interkonektorze gazowym Polska-Słowacja

#### GAS STORAGE POLAND

- 46 Kawerny solne – najlepszy sposób wielkoskalowego podziemnego magazynowania wodoru

#### PGNiG TERMIKA

- 48 PGNiG TERMIKA zmierza w stronę Europejskiego Zielonego Ładu. Najbliższy przystanek: gazociąg do EC Siekierki

#### TRANSITION TECHNOLOGIES

- 50 Produkty gasLUX i gas-LUX Green – rozwiązania IT wspierające branżę gazową – Jakub Rak, Severyn Dranchuk, Piotr Błach

#### TECHNOLOGIE

- 52 Sposoby ograniczenia emisji metanu do atmosfery poprzez zagospodarowanie metanu z pokładów węgla na przykładzie JSW – Marek Borowski, Zbigniew Kuczera, Artur Badyłak
- 55 Gas-Trading S.A. bada możliwości produkcji zielonego wodoru – Tymoteusz Pruchnik, Marcin Tyralski
- 57 Nowe metody detekcji metanu w dystrybucyjnej sieci gazowej, wyniki testów terenowych – Piotr Narloch

#### PRAWO

- 60 Kary umowne w kontraktach gazowniczych – jak się przed nimi bronić? – Konrad Gortad

NA OKŁADCE: Budowa gazociągu Goleniów-Lwówek, lądowego odcinka *Baltic Pipe*.



38



44

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Szybki upływ czasu powoduje odczucie częstszego kontaktu. Kończy się kolejny kwartał i tym razem przyspieszamy wydanie „Przeglądu Gazowniczego” z uwagi na termin Targów EXPO-GAS. To już za kilka dni. Odbędą się 15–16 września. Targi to dla branży bardzo ważne wydarzenie, to promowanie innowacyjnych rozwiązań technologicznych polskich firm produkcyjnych i usługowych działających w dziedzinie gazownictwa i energetyki. Jest to również okazja do spotkania w jednym miejscu ekspertów z branży gazowniczej, nawiązania nowych relacji biznesowo-handlowych albo ich podtrzymania. Targi to również forum wymiany informacji i dyskusji na bieżące dla środowiska gazowniczego tematy. Na towarzyszącej targom konferencji odbędzie się dyskusja na temat „Zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne”, a na warsztatach technicznych podzielimy się nowymi technologiami spawania oraz wymaganiami wynikającymi z zakresu standaryzacji.

Życie IGG koncentruje się w ostatnim czasie na szerokiej współpracy w zakresie tematyki nadrzędnej misji ratowania świata. Zmiany, które wprowadziła Unia Europejska i nasza krajowa administracja rządowa to dążenie do ograniczania emisji CO<sub>2</sub> do nisko/zeroemisyjnych. W ostatnim czasie IGG koncentrowała się na konsultacjach Komisji Europejskiej dotyczących pakietu *Fit for 55*, w tym unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU-ETS), nowelizacji dyrektywy o efektywności energetycznej, nowelizacji rozporządzenia określającego normy emisji CO<sub>2</sub> czy kolejnych zmian w rozwoju paliw alternatywnych, zmiany w RED II, a także zmiany w dyrektywie w zakresie opodatkowania energii. Równie ważne jest opiniowanie programu funduszy europejskich na infrastrukturę, klimat i środowisko (perspektywa budżetowa na lata 2021–2027 pod nazwą FEnIKS). Szeroka ocena stanowiska branży dotyczy również projektu rozporządzenia MRiT w sprawie szczegółowego zakresu formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych. Od lipca do daty wydania „Przeglądu Gazowniczego” poprosiliśmy Państwa o 25 opinii skierowanych w komunikatach IGG (od numeru 59 do 84) i 6 opinii kierowanych bezpośrednio do UE (z kopia do IGG). Konsultacje dotyczące m.in. polityki surowcowej państwa czy opinii na temat wyzwań związanych ze strategią Zielonego Europejskiego Ładu i wdrażanych nowych technologii i produktów, a także kolejnych zmian dotyczących rozwoju paliw alternatywnych, zmiany w RED II oraz zmiany w dyrektywie w zakresie opodatkowania energii. Na tych tematach obecnie koncentruje się IGG.

Z realizowanych działań UE i „krajowego podwórka” wynika, że będą powstawały nowe technologie i nowe gałęzie przemysłu, a finansowanie przyszłej perspektywy budżetowej uzależnia naszą branżę od wykorzystania gazu jako paliwa przejściowego. Długoterminowym planem strategicznym Europy jest gospodarka wodnora, być może w równowadze z emisyjnym gazem i przyszłością czystych technologii, jakie mogą być wdrażane poprzez technologie elektrolizerów.

IGG, jako reprezentant interesów branży, włączyła się w prace na rzecz tworzenia i rozwoju polskiej gospodarki wodorowej. Przyszły rozwój widzimy w czynnym uczestniczeniu i transformacji w stronę neutralności klimatycznej, w ciągłości pracy nad przygotowaniem materiałów branży do finansowania inwestycji z najbliższej perspektywy budżetowej (lata 2021–2027).

W sierpniu powołany został zespół techniczny do wprowadzanych limitów H<sub>2</sub>. Celem prac jest wypracowanie kryteriów oceny, jakie muszą być wypełnione, aby sieci gazowe były dofinansowane przez Komisję Europejską z programu FEnIKS. Po zakończeniu prac dotyczących ogólnych wymagań w odniesieniu do technologii i urządzeń stosowanych przy projektowaniu, budowie, przebu-

dowie i remoncie infrastruktury związanej z przesyłem i dystrybucją paliwa gazowego z domieszką wodoru i innych gazów zdekarbonizowanych zespół przystąpi – w ramach prac KST – do opracowania dokumentów standaryzacyjnych IGG.

Równie ważnym postawionym przed IGG zadaniem jest wypracowanie uzasadnienia technicznego dla utrzymywania indywidualnych kotłowni gazowych w budownictwie jedno- i wielorodzinnym (rozporządzenie ministra infrastruktury (Dz.U. z 2019, poz. 1065) w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie). IGG pracuje nad materiałem uzasadniającym potrzebę zmian obowiązujących obecnie przepisów dotyczących wskaźnika EP (wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną budynku) oraz współczynnika wi (współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej) określonego dla paliw kopalnych.

W „Polityce energetycznej państwa do 2040 r.” (PEP 2040) gaz ziemny uznano za paliwo przejściowe, które pozwoli na bezpieczną transformację do 2050 roku. W rządowym dokumencie okres przejściowy dla stosowania gazu ziemnego obejmuje również sektor komunalno-bytowy (jest to konsekwencją zanieczyszczenia powietrza wynikającą z oparcia gospodarki na węglu). W kontekście dekarbonizacji gospodarki sektor bytowo-komunalny przedstawiono od 1 stycznia 2021 roku na większe wykorzystanie efektywnych systemów ciepłowniczych i wymianę wysokoemisyjnych źródeł ciepła w budynkach mieszkalnych poprzez likwidację tzw. kopcuchów i wykorzystywanie OZE i – w okresie przejściowym – gazu ziemnego.

Zatem istnieje pilna potrzeba wprowadzenia zmian legislacyjnych w zakresie zaostrzonych norm energetycznych w sektorze budownictwa. Istotne ograniczenie wykorzystania gazu ziemnego do celów grzewczych nie może być sprzeczne z realizowaną polityką gazyfikacji kraju, a brak zmiany obowiązujących przepisów ograniczy wykorzystanie potencjału gazyfikacji. Rosnące zapotrzebowanie na przyłączanie budynków do sieci gazowej w kontekście transformacji energetycznej i rola tego paliwa jako instrumentu poprawy jakości powietrza mają znaczenie dla późniejszego upowszechniania wykorzystania biometanu i wodoru.

Od nowego roku obowiązuje rozporządzenie MRiT, zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym. Wprowadzona zmiana wyłączyła z obowiązku stosowania KDWU wyrobów stosowanych w sieciach gazowych w obszarze przed końcową stacją redukcji ciśnienia sieci. IGG prowadzi działanie umożliwiające objęcie obowiązkiem sporządzenia KDWU również elementów sieci gazowej w obszarze poza instalacjami i przyłączami, czyli od końcowej stacji redukcji ciśnienia sieci do wlotu do urządzeń do ogrzewania/chłodzenia w budynku. Bezpieczna eksploatacja sieci wymaga pełnego zastosowania regulacji prawnych, na podstawie których wyroby mogą być wprowadzone do obrotu. Bez zmiany regulacji producenci wyrobów, w imieniu których IGG wystąpiła do MRiT, nie będą mieli możliwości znakowania swoich produktów.

Kolejnym działaniem IGG są prace nad opiniowaniem projektu rozporządzenia w sprawie warunków technicznych dozoru tech-



Teresa Laskowska

dokończenie ze str. 5

nicznego, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe transportujące materiały niebezpieczne o właściwościach trujących, żrących i palnych, oraz projektu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, a także rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Wymienione projekty wymagają wielu spotkań i uzgodnień w branży oraz rozmów z administracją rządową.

Tuż przed wydaniem tego numeru „Przeglądu Gazowniczego” IGG otrzymała z Ministerstwa Klimatu i Środowiska projekt „Polskiego porozumienia wodorowego”. Dokument ten jest kontynuacją współpracy wynikającej z ustanowionego w lipcu 2020 roku „Listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej”, do którego przystąpiła IGG. Porozumienie ujmuje w czterech celach strategicznych 58 działań reprezentujących administrację publiczną, naukę, przemysł i organizacje społeczne jako pełny łańcuch wartości gospodarki wodorowej, z określeniem ramowych zasad współpracy. Celem „Polskiego porozumienia wodorowego” jest utworzenie strategicznego programu technologii wodorowych na lata 2022–2030, mającego na celu wsparcie dla projektów dotyczących technologii wodorowych, wraz z ekosystemem instrumentów finansowych i wieloma innymi zagadnieniami dla określenia instrumentów organizacyjnych, instytucjonalnych, finansowych i legislacyjnych.

TGE, w ramach współpracy z IGG, poprzez pracę zespołów Rady Rynku przy TGE oraz Zespołu Konsultacyjnego ds. Rynku Energii i Gazu IGG, w III kwartale br. rozpoczęło prace nad tematyką związaną z nowelizacją regulaminu Rady Rynku, z programami poprawy płynności, planowanymi zmianami limitów zleceń dotyczących „uznaniowości na OTF”, z barierami rozwoju rynku w zakresie koncesji na obrót i wytwarzanie oraz ofert dla animatorów rynku. Rada Rynku zapoznała się też z koncepcją zmian w zakresie obrotu energią elektryczną dla OZE oraz koncepcją zmian w zakresie mechanizmu odwróconego obciążenia podatku VAT.

Kolejny raz do członków IGG skierowaliśmy zaproszenie do uczestnictwa w pracach dotyczących opracowania II części Kodeksu Dobrych Praktyk w odniesieniu do projektantów, nadzoru oraz producentów i dostawców. Czekamy na uczestnictwo przedstawicieli firm z dotychczasowym dorobkiem w tym zakresie oraz aktywny udział zgłaszających się osób. Prace nad KDP rozpoczną się w IV kwartale bieżącego roku.

Zachęcamy do zgłaszania się na kolejną edycję programu MBA, organizowanego przez IGG wraz z GFKM (więcej informacji na str. 2 „Przeglądu Gazowniczego”).

IGG wspólnie z firmą JPD organizuje 16.09. br. kolejny webinar o tematyce prawa zamówień publicznych. Zapraszamy osoby niebiorące udziału w targach. Jest to kontynuacja cyklu w ramach nowego PZP o tematyce przesłanek odrzucenia ofert.

Działalność standaryzacyjna w III kw. 2021 roku przedstawiona jest na stronie 29.

Zapraszamy na ciekawy program konferencji i warsztatów. Życzymy wielu owocnych spotkań i dobrych wrażeń podczas dwudniowych XI Targów EXPO-GAS 2021.

Teresa Laskowska

8 lipca br. odbyło się w Warszawie Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa. Na stronach 32–35 prezentujemy skład Zarządu IGG i Komisji Rewizyjnej IGG nowej kadencji.

● **3 września br.** Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) przyjęło stanowisko w sprawie pakietu *Fit for 55*, podsumowujące II Kongres Kogeneracji. W opinii PTEZ instytucje Unii Europejskiej w ramach rozwiązań legislacyjnych proponowanych w pakiecie *Fit for 55* powinny uwzględnić specyfikę polskiego sektora ciepłownictwa systemowego, a jego transformację powinno się rozpatrywać w sposób ewolucyjny, nie rewolucyjny. Aby zaimplementować zaproponowane kierunki zmian, niezbędne byłyby znaczne nakłady finansowe, co w dużej mierze skutkowało by przeniesieniem kosztów na odbiorców końcowych. Dodatkowo, przewidziany przez Komisję Europejską harmonogram zmian w żadnym stopniu nie odzwierciedla faktycznego czasu planowania i realizacji inwestycji w jednostki wytwórcze ani dostępności usług, materiałów i urządzeń.



Statek *Castoro Sei*, układający na dnie Bałtyku gazociąg *Baltic Pipe* znajduje się około 8 km od polskiego brzożu. Budowę spowalnia zła pogoda, jednak nadal prace postępują zgodnie z harmonogramem i wkrótce powinna rozpocząć się operacja wciągania gazociągu na brzeg. Należący do koncernu Saipem S.p.A. *Castoro Sei* oraz flotylla jednostek pomocniczych – holowników, statków badawczych oraz statków do przewożenia rur – są już wyraźnie widoczne z brzożu w Pogorzeli, gdzie przygotowano wyjście *Baltic Pipe* na ląd. – *Za kilka dni rozpocznie się wciąganie gazociągu na brzeg* – powiedział w Pogorzeli Tomasz Stępień, prezes Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System. W trakcie operacji *Castoro Sei* będzie spawał odcinek, który za pomocą specjalnej wciągarki będzie wciągany na brzeg poprzez wywiercony uprzednio tunel pod linią brzegową. Na końcu odcinek ten zostanie zespawany z ułożonym wcześniej na dnie gazociągiem.

● **2 września br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało aneksy do umów z amerykańskimi spółkami *Venture Global Calcasieu Pass* i *Venture Global Plaquemines* dotyczące zakupu dodatkowych 2 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie przez 20 lat. W efekcie, łączny wolumen LNG, które PGNiG będzie odbierał od *Venture Global LNG*, wzrośnie do 5,5 mln ton rocznie, co odpowiada około 7,4 mld m sześć. po regazyfikacji.

● **2 września br.** Transport morski w UE: pierwszy raport o oddziaływaniu na środowisko potwierdza, że poczyniono postępy w kierunku zrównoważonego rozwoju i że należy nasilić działania, aby przygotować się na wzrost popytu na morskie usługi przewozowe. Żegluga morska obsługuje 77% europejskiego handlu zagranicznego i 35% ogółu (w ujęciu wartościowym) wymiany handlowej między państwami członkowskimi UE, więc jest podstawowym elementem międzynarodowego łańcucha dostaw. W tym kontekście raport o oddziaływaniu europejskiego transportu morskiego na środowisko, opublikowany przez Europejską Agencję Środowiska

i Europejską Agencję Bezpieczeństwa Morskiego, stanowi pierwszą kompleksową ocenę funkcjonowania tego sektora. W raporcie wskazano, że ze statków pochodzi 13,5% ogółu transportowych emisji gazów cieplarnianych w UE, przy czym więcej emitują transport drogowy (71%) i transport lotniczy (14,4%). Emisja dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) ze statków przybywających do europejskich portów w 2019 roku wyniosła około 1,63 mln ton. Wielkość ta powinna się zmniejszać w najbliższych dekadach dzięki restrykcyjnym przepisom i środkom ochrony środowiska.

● **1 września br.** Ruszyła budowa pierwszego gazowca dla PGNiG. W południowokoreańskiej stoczni Hyundai Heavy Industries (HHI) odbyło się uroczyste cięcie blach dla gazowca LNG zamówionego przez norweską firmę Knutsen. Gazowiec będzie czarterowany przez PGNiG. Statek jest jednym z czterech gazowców zamówionych przez Knutsen, które będą wykorzystywane przez PGNiG. Każdy pomieści 174 tysiące metrów sześciennych LNG. Pierwsza jednostka zostanie oddana do służby w 2023 roku.

● **31 sierpnia br.** Towarowa Giełda Energii po raz kolejny została wyróżniona tytułem *Best Sustainable Commodities Exchange Central Europe* jako najlepsza w Europie Środkowej giełda zorientowana na zrównoważony rozwój.

● **28 sierpnia br.** PGNiG SA i PST z zadowoleniem przyjęły wyrok Wyższego Sądu Krajowego w Düsseldorfie, uznający rację obu spółek i podtrzymujący decyzję Federalnej Agencji ds. Sieci (BNetzA) o oddaleniu złożonego przez Nord Stream 2 AG wniosku o derogację od przepisów III Pakietu Energetycznego. Niemiecki sąd podzielił argumentację podnoszoną przez obie spółki z GK PGNiG, stwierdzając że Nord Stream 2 – jako gazociąg niewybudowany przed dniem wejścia w życie nowelizacji dyrektywy gazowej (tj. 23 maja 2019 roku) – nie spełnia podstawowej przesłanki uprawniającej do ubiegania się o derogację.

● **27 sierpnia br.** Minister klimatu powoła zespół do spraw rozwoju technologii wychwytu, składowania i wykorzystania CO<sub>2</sub> – podano w zarządzeniu ministra. Do zespołu będą należały następujące zadania: przeprowadzenie analizy oraz weryfikacja wyników wcześniej podejmowanych działań dotyczących źródeł CO<sub>2</sub> w Polsce, z uwzględnieniem jednostek wytwórczych centralnie dyspono-

wanych, zasilanych paliwami kopalnymi (gazem ziemnym, węglem kamiennym i węglem brunatnym), dla których uzasadniona byłaby budowa instalacji wychwytu CO<sub>2</sub>, realizacja zadań wynikających z umowy społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego, zwłaszcza w zakresie minimalizacji negatywnych skutków gospodarczych oraz wzmocnienia bilansu systemu energetycznego oraz przeprowadzenie weryfikacji i analizy potencjalnych lokalizacji składowania CO<sub>2</sub> w Polsce. W skład zespołu wejdą przedstawiciele resortu klimatu, aktywów państwowych, rozwoju i technologii, a także przedstawiciele PGE GiEK, ENEA, PKN Orlen, PGNiG i Tauron.

● **26 sierpnia br.** Raport prezesa URE. Co dwa lata regulator sporządza raport podsumowujący warunki gospodarowania w sektorach elektroenergetycznym i paliw gazowych w Polsce, zawierający również informacje o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej. Tegoroczny, szósty raport przedstawia i ocenia warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w latach 2019–2020 w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz poziom realizacji planów rozwoju operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych. Co ważne, prezentując najważniejsze wnioski z przygotowanego obrazu rynku, regulator wskazuje pożądane kierunki zmian legislacyjnych, które mogłyby przyczynić się do ułatwienia prowadzenia działalności na rynkach energii. W 2020 roku wyraźnie zmieniła się struktura mocy zainstalowanej w krajowym systemie energetycznym: nastąpił duży wzrost mocy zainstalowanych (o około 36,6 proc.) oraz mocy osiągalnej (o 34,4 proc.) w źródłach wiatrowych oraz pozostałych odnawialnych, w których utrzymała się tendencja wzrostowa. Spadkowa tendencja utrzymała się w segmencie elektrowni zawodowych zasilanych węglem kamiennym, w których nastąpił spadek mocy zainstalowanej o około 1,8 proc., a mocy osiągalnej o około 2,5 proc. W 2020 roku w Polsce wyprodukowano 152,3 TWh energii elektrycznej, tj. o 6,4 TWh (4 proc.) mniej niż w 2019 roku. Również zużycie energii elektrycznej w kraju w 2020 roku osiągnęło niższy

ciąg dalszy na str. 61

**PGNiG Partner Konferencji „Zielone gazownictwo - wyzwania systemowe i technologiczne” i warsztatów technicznych EXPO-GAS 2021 zaprasza na wydarzenia z udziałem przedstawicieli spółki:**

- otwarcie targów i konferencji z udziałem Prezesa Zarządu PGNiG SA Pawła Majewskiego i Wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Operacyjnych Roberta Perkowskiego, 15 września
- panel dyskusyjny sesji „Wyzwania systemowe Zielonego Ładu” z udziałem Prezesa Zarządu PGNiG SA Pawła Majewskiego, 15 września
- panel dyskusyjny sesji „Uwarunkowania technologiczne dla rynku gazu” z udziałem Wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Strategii i Regulacji Artura Cieślaka, 15 września
- sesja „Wyzwania naukowe dla sektora energii i gazu” z udziałem Wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Rozwoju Arkadiusza Sekścińskiego, 15 września
- otwarcie warsztatów z udziałem Wiceprezesa Zarządu PGNiG SA ds. Strategii i Regulacji Artura Cieślaka, 16 września

**PGNiG**

**EXPO-GAS 2021**

15 – 16 września 2021, Targi Kielce, Stoisko PGNiG, Hala E, stoisko E-4

# Podejście do metanu

## Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ

Michał Drabik

Emisje metanu z kopalni węgla: szkodliwość, możliwości zagospodarowania oraz konieczność regulacji w świetle działań podejmowanych przez Europejską Komisję Gospodarczą Organizacji Narodów Zjednoczonych.

Od pewnego czasu metan stał się gorącym tematem. Jest to zatem idealny moment, aby o nim porozmawiać i podjąć działania mające na celu ograniczenie jego emisji. Po wielu latach pozostawania w cieniu swojego zdecydowanie lepiej rozpoznawalnego brata – dwutlenku węgla, metanowi w końcu udało się zdobyć należną mu uwagę, szczególnie w kręgach osób zajmujących się zanieczyszczeniami i ochroną środowiska. Obecnie organizacje, firmy i stowarzyszenia interesujące się problemem emisji metanu do atmosfery wyrastają jak przysłowiowe grzyby po deszczu i „odmieniają temat przez wszystkie przypadki”, analizując go pod każdym możliwym kątem. To dobrze. Metan zasługuje na poważne potraktowanie, ponieważ jego emisje są zarówno niebezpieczne, jak i, pod określonymi warunkami, stosunkowo łatwe do zniwelowania.

Europejska Komisja Gospodarcza Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNECE) już od dłuższego czasu zajmuje się tym zagadnieniem. Wszystko zaczęło się wraz z utworzeniem Grupy Ekspertów ds. Metanu z Kopalni Węgla w pierwszych latach XXI wieku, gdy temat ten nie był tak popularny jak obecnie.

W niniejszym artykule omawiam podejście UNECE do metanu w ogóle i przedstawiam prace podejmowane przez Dywizję ds. Zrównoważonej Energii (SED) w celu rozwiązania problemów, które nierozzerwalnie się z nim łączą. Poniższy tekst w założeniu jest artykułem poglądowym, mającym przybliżyć czytelnikowi ogólną strategię i działania SED. W niektórych miejscach główny nacisk przenoszę jednak na metan z kopalni węgla (CMM), ponieważ to na niego chciałbym zwrócić szczególną uwagę. Zagadnienie to bowiem często jest pomijane i niesłusznie uważane za środowiskowo nieistotne w zestawieniu z innymi źródłami emisji metanu.

Opinie wyrażone w tekście odzwierciedlają obecne stanowisko reprezentowanej przeze mnie organizacji i są oparte na wielu dokumentach opracowanych przez Komitet ds. Zrównoważonej Energii i jego organy pomocnicze.

### METAN JAKO GAZ CIEPLARNIANY

Mimo że metan pozostaje w atmosferze tylko przez około 12,4 roku, pod względem szkodliwości środowiskowej mierzonej jako skala kontrybucji do globalnego ocieplenia klimatu

jego emisje ustępują jedynie emisjom dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>)<sup>1</sup>. Z uwagi na krótką żywotność metanu, jego moc jako czynnika wspierającego globalne ocieplenie jest zazwyczaj określana względem CO<sub>2</sub> w stuletnim ujęciu czasowym. Jednakże w celu lepszego zrozumienia skali rzeczywistego wpływu metanu na środowisko bardziej odpowiedni wydaje się okres dwudziestoletni. Pamiętać także należy, że gdy cząsteczki metanu ulegają rozpadowi, atomy, z których są one zbudowane, wchodzą w reakcje z innymi pierwiastkami znajdującymi się w atmosferze, formując między innymi takie gazy cieplarniane jak np. CO<sub>2</sub>, para wodna i ozon troposferyczny. Dlatego, aby właściwie odzwierciedlić skalę ogólnej szkodliwości metanu, należy wziąć pod uwagę również jego pośredni wpływ na środowisko naturalne i rozpatrywać go w kalkulacji tzw. potencjału tworzenia efektu cieplarnianego (GWP – *global warming potential*).

Chwilowy GWP metanu wynosi 120<sup>2</sup>. Średni roczny GWP dla okresu 20-letniego wynosi 86 i spada do 34 w okresie stuletnim<sup>3</sup>. Jednakże, z uwagi na to, że każda „obumierająca” cząsteczka metanu jest natychmiast zastępowana w atmosferze przez nową, w znacznej mierze „dostarczaną” w wyniku działalności człowieka, stężenie metanu w atmosferze nigdy nie spada. Wręcz przeciwnie, stale rośnie, bijąc kolejne rekordy. W związku z tym z punktu widzenia klimatu stosunkowo krótki okres pozostawania poszczególnych cząsteczek metanu w atmosferze w zasadzie nie ma znaczenia, ponieważ ich „zapas” jest i tak stale uzupełniany, i to z nawiązką. Mając to na uwadze, GWP około 120 wydaje się najodpowiedniejszym wskaźnikiem skali zagrożenia, jakie metan stanowi dla środowiska.

### EMISJE

#### Skala

Od czasów przedindustrialnych globalne stężenie metanu w atmosferze wzrosło o około 150%<sup>4</sup>. W przybliżeniu 60% jego obecnych emisji jest wynikiem działalności człowieka<sup>5</sup>. Szacuje się, że do 2020 roku wyniosły one 9,390 mln ton równoważnika dwutlenku węgla (MMTCo<sub>2</sub>e)<sup>6</sup> oraz że przez kolejne 10 lat wzrosną o dalsze 9%, osiągając w 2030 roku 10,220 MMTCo<sub>2</sub>e<sup>7</sup>.



## Źródła

Okolo 54% antropogenicznych emisji metanu pochodzi z pięciu źródeł: 1) przemysłu ropy i gazu, 2) rolnictwa, 3) gospodarowania odpadami, 4) gospodarowania ściekami oraz 5) wydobycia węgla<sup>8</sup>. Szacuje się, że produkcja, dystrybucja i wykorzystanie paliw kopalnych emituje aż 110 milionów ton metanu rocznie<sup>9</sup>, co stanowi okolo jednej trzeciej całkowitych emisji tego gazu wynikających z działalności człowieka. Okolo 8% globalnych antropogenicznych emisji metanu pochodzi z kopalni węgla<sup>10</sup>.

## Metan z kopalni węgla

W wielu częściach świata na skutek procesów związanych z powstaniem danych pokładów węgla, węgiel i metan są zasobami współwystępującymi. W takich przypadkach eksploatacja złoża, prowadząca do obniżenia panującego w nim ciśnienia, uwalnia uwięziony w węglu i w przylegających warstwach skalnych metan, pozwalając mu na przenikanie do nowo otwartych szczelin i pęknięć, a ostatecznie do atmosfery<sup>11</sup>. Metan może być emitowany z czynnych kopalni głębinowych i odkrywkowych, z kopalni opuszczonych oraz z nieeksploatowanych pokładów węgla<sup>12</sup>. Metan uwalniany podczas wydobycia nazywany jest metanem z kopalni węgla i jest określany w literaturze akronimem CMM (od angielskiego *Coal Mine Methane*).

Tak długo, jak na świecie będzie wydobywany węgiel, tak długo procesowi temu będą towarzyszyły emisje metanu z jego kopalni. Kraje będące głównymi producentami węgla emitują obecnie ponad 750 milionów ton CO<sub>2</sub>e (tj. 52,5 miliarda metrów sześciennych) metanu rocznie. Znaczna część jest emitowana w niskich stężeniach zmieszanych z powietrzem<sup>13</sup>. Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska (U.S. EPA) szacuje, że 98% emisji metanu z przemysłu węglowego pochodzi z kopalni głębinowych, podczas gdy kopalnie odkrywkowe przyczyniają się tylko do okolo 2% tych emisji<sup>14</sup>.

## Metan z kopalni zamkniętych

W momencie zaniechania wydobycia węgla emisje metanu maleją, ale nie zanikają całkowicie. W większości przypadków niewydobyty węgiel i otaczające go warstwy skalne nadal zawierają znaczne ilości gazu, który mimo zakończenia eksploatacji złoża wciąż powoli samoistnie się uwalnia. Metan ten jest znany pod nazwą metanu z kopalni opuszczonych (AMM, od angielskiego *Abandoned Mine Methane*). Podczas gdy wolumen emisji gazu, po krótkotrwałym wzroście odnotowywanym zaraz po zamknięciu kopalni znacząco spada w porównaniu z generowanym podczas eksploatacji złoża, jego wielkość może utrzymywać się na stabilnym poziomie przez dłuższy okres liczony w latach. Niestety, fakt ten jest często pomijany w toczących się dyskusjach nad omawianym problemem i jego skutkami środowiskowymi. Emisje AMM w wielu krajach pozostawione są bez nadzoru i przez to nie są brane pod uwagę w różnych kalkulacjach szacujących zanieczyszczenia generowane przez przemysł węglowy<sup>15</sup>.

Ponieważ wiele krajów odchodzi obecnie od stosowania węgla do celów energetycznych, powodując zmniejszenie zapotrzebowania na ten surowiec, a co za tym idzie także zamykanie kopalni, walka z emisjami AMM staje się kwestią niezmiernie istotną. Co więcej, zwiększenie świadomości na temat emisji metanu z kopalni zamkniętych i podjęcie działań

mających na celu ich ograniczenie ma sens nie tylko w krajach, w których produkcja węgla spada, a liczba czynnych kopalni z roku na rok maleje, ale także w krajach, w których produkcja węgla nadal odgrywa znaczącą rolę w miksie energetycznym, a zamknięte, wyczerpane bądź nierentowne kopalnie są zastępowane nowymi<sup>16</sup>.

Emisje metanu z zamkniętych i zamykanych kopalni mogą osiągać znaczne rozmiary, a w skali globalnej w najbliższej przyszłości, z uwagi na to, że wiele krajów stopniowo odchodzi od węgla i znacząco ogranicza jego wydobycie, przewidywany jest ich dość znaczny wzrost. W 2010 roku AMM stanowiło 17% całkowitego światowego wolumenu emisji metanu z kopalni, zaś prognozy na 2050 rok wskazują, że odsetek ten ma wzrosnąć do 24%<sup>17</sup>.

## REDUKCJA EMISJI METANU

Coraz więcej państw uznaje, że zwiększone stężenie metanu w atmosferze przyczynia się do zmian klimatycznych, które stanowią zagrożenie dla ich rozwoju<sup>18</sup>. Ograniczenie emisji metanu niesie ze sobą znaczne korzyści środowiskowe, które mogą zostać osiągnięte w stosunkowo krótkim czasie. Potencjał jest znaczny, ponieważ wiele obecnych emisji jest możliwych do wyeliminowania przy stosunkowo niskim nakładzie sił i kosztów oraz przy wykorzystaniu łatwo dostępnych i sprawdzonych technologii. Według obliczeń, osiągnięcie do 2050 roku 50% redukcji globalnych emisji metanu i utrzymanie ich na niezmiennym poziomie do 2100 roku pozwoliłoby powstrzymać średni wzrost temperatury na Ziemi o 0,55°C<sup>19</sup>.

Oprócz łagodzenia globalnego ocieplenia, zapobieganie i przechwytywanie emisji metanu prowadzi także do osiągnięcia innych wymiernych korzyści, takich jak np. zwiększenie bezpieczeństwa pracy w kopalniach i podniesienie ich wydajności czy polepszenie jakości powietrza i wody na danym obszarze. Co więcej, w przeciwieństwie do innych gazów cieplarnianych metan może zostać wykorzystany do produkcji energii. Spożytkowany w ten sposób, może być cennym zamiennikiem dla źródeł energii o wyższym śladzie węglowym, takich jak drewno, węgiel czy ropa naftowa<sup>20</sup>.

## ROLA METANU W PRZYSZŁYM MIKSIE ENERGETYCZNYM

Metan to główny składnik gazu ziemnego, który jest ważnym źródłem paliwa, zyskującym na znaczeniu w wielu regionach świata. Szacuje się, że w przyszłości gaz ziemny będzie odgrywał istotną rolę w transporcie, energetyce i przemyśle oraz jako paliwo grzewcze. Podczas gdy przez jednych gaz ziemny uznawany jest jedynie za paliwo przejściowe, którym świat będzie posługiwał się jedynie do czasu całkowitego przestawienia gospodarek na odnawialne źródła energii, inni widzą w nim paliwo docelowe i istotną część składową przyszłego światowego miksu energetycznego. Co więcej, w świetle rosnącej popularności wodoru i związanych z nim planów na przyszłość często ostatnio podnoszoną zaletą gazu ziemnego jest także to, że jego istniejąca infrastruktura oferuje wydajną i ekonomicznie zbilansowaną zdolność przesyłu i magazynowania, która może posłużyć jako podstawa przyszłej gospodarki opartej na wodorze<sup>21</sup>.

## PRACE UNECE NAD METANEM

Podstawowym zadaniem UNECE w zakresie pracy nad metanem jest zbieranie i analizowanie dostępnych praktyk i technologii pozwalających na efektywne gospodarowanie metanem (*methane management*) w kluczowych gałęziach przemysłu wydobywczego surowców energetycznych, w celu zidentyfikowania i promowania najbardziej skutecznych metod pomiaru, sprawozdawczości i weryfikacji emisji w tych branżach oraz opracowywanie najlepszych praktyk zmierzających do ich ograniczenia. Prace obejmują cztery obszary tematyczne zajmujące się kwestiami emisji metanu podczas: 1) wydobywania węgla, 2) wydobywania i produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego, 3) przesyłu i dystrybucji ropy naftowej oraz 4) przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego.

W ramach swoich prac UNECE opracowała dotychczas trzy dokumenty podnoszące tematykę metanu w sektorach energetycznych: 1) „Poradnik dobrych praktyk w zakresie skutecznego przechwytywania i wykorzystania metanu z kopalni węgla”, dostępny w języku polskim dzięki tłumaczeniu przygotowanemu przez Międzynarodowe Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalni Węgla (ICE-CMM) w Polsce, działające pod auspicjami Grupy Ekspertów UNECE, 2) „Poradnik dobrych praktyk w zakresie skutecznego przechwytywania i wykorzystania metanu z opuszczonych kopalni węgla kamiennego, którego tłumaczenie na język polski jest w toku oraz 3) „Poradnik dobrych praktyk w zakresie efektywnego zarządzania metanem w sektorze ropy naftowej i gazu: monitorowanie, raportowanie i weryfikacja (MRW) oraz ograniczenie emisji”.

## POTRZEBA PODJĘCIA DZIAŁAŃ

Obecnie nie ma ani ujednoliconej, stosowanej przez wszystkich metody monitorowania emisji metanu, ani ogólnie przyjętego standardowego sposobu ich raportowania. Dostępne informacje dotyczące emisji metanu z przemysłu wydobywczego surowców energetycznych są więc nadal niewystarczające i zbyt często oparte na obliczeniach szacunkowych. W związku z tym dokładna wielkość tych emisji i, co za tym idzie, możliwości zaplanowania działań zmierzających do skutecznego przeciwdziałania im pozostają trudne do określenia<sup>22</sup>.

Równocześnie świadomość na temat metanu jako gazu cieplarnianego rośnie. Coraz częściej dostrzegana jest konieczność podjęcia natychmiastowych działań zmierzających do rzeczywistej, znacznej i weryfikowalnej redukcji emisji oraz przygotowania spójnej strategii pozwalającej na rozwój programów wspierających te działania w co najmniej średnioterminowym okresie<sup>23</sup>.

W tym kontekście UNECE podejmuje działania mające na celu doprowadzenie do ustanowienia przez Zgromadzenie Ogólne Narodów Zjednoczonych Międzynarodowej Dekady Gospodarowania Metanem (*International Decade for Methane Management – IDfMM*). Dekada ma być swego rodzaju platformą pomagającą państwom członkowskim nawiązywać sojusze i zacieśniać współpracę z sektorem prywatnym, wspólnie z którym mogłyby one zidentyfikować nowe możliwości i obszary działania zmierzające do ograniczenia emisji i lepszego wykorzystania metanu jako surowca<sup>24</sup>. Ma ona służyć także jako inkubator innowacyjnych rozwiązań z zakresu gospodarki metanem, odpowiadających potrzebom i budżetom państw członkowskich. IDfMM

nie jest próbą konkurencji z innymi, istniejącymi już lub planowanymi inicjatywami skoncentrowanymi na problematyce metanu, podejmowanymi przez różne organizacje międzynarodowe, stowarzyszenia branżowe czy organizacje pozarządowe. Jej celem jest identyfikacja tych inicjatyw oraz koordynacja polegająca na synchronizacji i optymalizacji działań podejmowanych w ich ramach oraz zwiększanie realnego wpływu, jaki wywierają one na rzeczywistość poprzez promocję proponowanych przez nie rozwiązań i podnoszenie świadomości o korzyściach, które daje ich zastosowanie.

Obecnie – z uwagi na stale wzrastającą popularność tematu – „scena metanowa” stała się stosunkowo zatłoczona. Jest na niej wiele projektów, programów i aktorów, których działania nie są uporządkowane względem siebie, którzy nie dzielą się ze sobą informacjami i przez to nie uwzględniają w pracy doświadczeń innych. Ten swoisty ekosystem jest rozczłonkowany, chaotyczny i wewnętrznie konkurencyjny. Jest też niezdolny do unikania popełnionych już przez kogoś błędów lub niepotrzebnych duplikacji podejmowanych działań, a przez to niezmiernie nieefektywny. Dekada ma tę rzeczywistość usystematyzować i sprawić, że wszystkie podejmowane działania będą się wspierać i uzupełniać, tworząc spójną całość pozwalającą na jak najpełniejsze wykorzystanie potencjału każdej inicjatywy.

Ponieważ zadanie wypracowania na szczeblu międzynarodowym jednolitej strategii gospodarowania metanem i redukcji jego emisji do atmosfery jest trudne zarówno z technicznego, jak i politycznego punktu widzenia, proces definiowania konkretnych celów i określania dopuszczalnych sposobów ich osiągnięcia będzie najprawdopodobniej bardzo skomplikowany i długotrwały. Podczas gdy pewne kroki prowadzące we właściwym, przez nikogo niekwestionowanym kierunku mogą, a w rzeczywistości powinny, być podejmowane stosunkowo szybko, całościowe uregulowanie omawianej kwestii zajmie nieuchronnie dużo czasu. Dlatego UNECE dąży do ustanowienia dekady, a nie roku, gospodarowania metanem, oferując w ten sposób zainteresowanym stronom możliwość starannego wypracowania konsensusu i zajęcia się sprawą metanu całościowo, z uwzględnieniem wszelkich szczegółów, tak aby wypracowane regulacje były nie tylko satysfakcjonujące dla wszystkich, ale również ambitne i trwałe. Obecnie prowadzone są negocjacje z państwami członkowskimi ONZ, mające na celu zbudowanie szerokiej koalicji, która poparłaby rezolucję deklarującą Dekadę Gospodarowania Metanem na posiedzeniu Zgromadzenia Generalnego ONZ jeszcze w tym roku.

## Regulacje

UNECE jest przekonana, że gospodarka metanem wymaga wielostronnej regulacji uwzględniającej interesy wszystkich zainteresowanych stron. Taka regulacja, w formie konwencji czy innego porozumienia międzynarodowego, byłaby doskonałym zwieńczeniem Dekady Gospodarowania Metanem. Ważnym krokiem naprzód byłoby np. wypracowanie kompleksowego dokumentu ujednolicającego powszechnie stosowane standardy monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu. O pełnym sukcesie można by jednak mówić dopiero wtedy, gdyby udało się doprowadzić do podpisania przez państwa członkowskie dokumentu przewidującego realizację wspólnie określo-

nych ambitnych celów redukcji emisji metanu w z góry przyjętym limicie czasu.

### Gaz ziemny

Usankcjonowanie prawne zasad gospodarowania emisjami metanu z sektora gazowego przyniosłoby nie tylko znaczne, szybko odczuwalne korzyści dla klimatu, ale także wzmocniłoby „środowiskową” wiarygodność tej gałęzi przemysłu i dało jej dodatkowy argument w dyskusji nad kompatybilnością stosowania gazu ziemnego z zasadami zrównoważonego rozwoju. Będąc paliwem kopalnym, gaz ziemny, mimo ciągle rosnącego popytu na ten surowiec, ostatnio mierzyć się musi z coraz głośniejszą i bardziej sformalizowaną opozycją o charakterze proekologicznym. Emisje metanu i dwutlenku węgla związane z wydobywaniem, produkcją i dystrybucją gazu ziemnego stanowią realne zagrożenie dla jego przyszłości w ramach „zielonej” gospodarki. Wbrew temu, co mogłoby się wydawać, bycie transparentnym w kwestii emisji metanu i gotowym do podjęcia stosownych kroków zmierzających do ich maksymalnego ograniczenia leży w dobrze pojętym interesie przedstawicieli przemysłu gazowego, ponieważ na tyle, na ile jest to możliwe, uwiarygodnia promowaną przez nich retorykę identyfikującą gaz ziemny jako czyste źródło energii, a tym samym zwiększa szanse, że będzie on postrzegany co najmniej jako w pełni uprawnione paliwo przejściowe, a przy odrobinie szczęścia, być może także i docelowe.

### Metan z kopalni węgla

Kwestie gospodarowania metanem z kopalni węgla, zarówno czynnych, jak i opuszczonych, również wymagają regulacji. Przy obecnie wrogim w wielu społeczeństwach podejściu do tego surowca, które skutecznie zapobiega jakimkolwiek inwestycjom w tym sektorze, kwestia ta jest bardziej paląca niż kiedykolwiek. Mimo otwartej niechęci do węgla dużej części opinii publicznej w krajach wysoko rozwiniętych, w wielu miejscach na świecie wciąż jest on wydobywany, co powoduje znaczne emisje metanu. W niektórych krajach zaprzestano już wydobywania węgla bądź znacząco je ograniczono, jednak nie rozwiązało to problemu emisji metanu. Zaprzestanie eksploatacji kopalni nie zatrzymuje procesu uwalniania się metanu z pokładów węgla. Dla dobra środowiska naturalnego konieczne jest zatem przygotowanie regulacji prawnych i zabezpieczenie funduszy pozwalających na rozwój infrastruktury umożliwiającej przechwytywanie i wykorzystywanie metanu z kopalni, niezależnie od negatywnego wizerunku, z jakim obecnie boryka się przemysł węglowy. Pytanie jednak, jak to zrobić.

### Sektor węglowy a sektor gazu ziemnego

Po pierwsze, regulacja dotycząca metanu z sektora węglowego nie może przybrać formy zwykłego przeniesienia rozwiązań opracowanych i sprawdzonych w sektorze gazowym na grunt przemysłu węglowego, ponieważ obydwie gałęzie gospodarki diametralnie się różnią. To, co jest głównym surowcem w sektorze gazowym (tj. metan), w najlepszym wypadku jest tylko niebezpiecznym produktem ubocznym w przemyśle węglowym. Dlatego duża część emisji metanu, wyciekająca w niekontrolowany sposób z infrastruktury naftowej i gazowej, może zostać zidentyfikowana i naprawiona bez żadnych dodatkowych na-

kładów finansowych w ujęciu netto, ponieważ koszty detekcji nieszczelności i przeprowadzenia ich napraw zostaną zrekomensowane oszczędnościami uzyskanymi z zapobiegnięcia utraty surowca. W sektorze węglowym natomiast wszelkie instalacje przeznaczone do przechwytywania lub wykorzystania metanu z kopalni pociągają za sobą dodatkowe, znaczne obciążenia, które w przypadku braku zewnętrznych mechanizmów w postaci np. subwencji lub ulg podatkowych zwiększających ich rentowność, nie mogą być w żaden sposób zrównoważone przez przyszłe zyski wynikające z użytkowania zainstalowanej infrastruktury.

Po drugie, podczas prac regulacyjnych warto również zwrócić uwagę na problem związany z terminologią używaną w obu sektorach. Podczas gdy w przemyśle gazowym odnotowuje się wiele niezamierzonych wycieków metanu, które nie tylko szkodzą środowisku, ale także uszczuplają dochód operatorów danych instalacji, w sektorze węglowym nie może być o tym mowy. W przypadku czynnych kopalni, prowadzących eksploatację złóż, wszystkie wyrzuty metanu na powierzchnię są czynione z premedytacją, ponieważ są one niezbędne do ochrony życia personelu pracującego pod ziemią. Na całym świecie panuje zgoda co do tego, że operatorzy kopalni mogą, a wręcz muszą, robić wszystko, aby zapewnić bezpieczeństwo swoim pracownikom. Oprócz instalowania i utrzymywania skutecznych systemów wentylacyjnych mogą również pozbywać się gazu za pomocą specjalnych odwiertów służących do usunięcia metanu z podziemnych wyrobisk i przetransportowania go na powierzchnię. To, co dzieje się z nim później, czy po wychwyceniu i przewiezieniu na górę jest on uwalniany do atmosfery czy zagospodarowany w inny sposób, jest funkcją tylko dwóch wypadkowych: polityki i ekonomii.

### Regulacje w zakresie metanu z kopalni węgla

Oczywiście, przy cenie emisji CO<sub>2</sub> na jej obecnym poziomie wszelkie projekty CMM i AMM są komercyjnie nieatrakcyjne. Chociaż niezbędne technologie istnieją, a ich przydatność została wielokrotnie udowodniona, bez przedstawienia groźby kar za emisje lub zapewnienia zachęt zwiększających rentowność infrastruktury do przechwytywania i wykorzystania metanu, ich instalacja, z uwagi na nie zrównoważony bilans ekonomiczny jest mało prawdopodobna. Chociaż wspomniane kary, pozwalające zmienić tę niekorzystną kalkulację, mogłyby zostać narzucone odgórnie przez rządzących, byłoby to dla nich nie tylko politycznie ryzykowne, ale mogłoby doprowadzić do bankructwa przemysłu węglowego w danym kraju. Takie nagłe, niezamierzone i niezaplanowane zamknięcie istotnej zazwyczaj gałęzi przemysłu niosłoby ze sobą destrukcyjne skutki dla gospodarki i naraziłoby na wielkie trudności rzesze ludzi, których los jest bezpośrednio lub pośrednio powiązany z tym sektorem. Dlatego wszelkie potencjalne regulacje z zakresu CMM powinny być dogłębnie przemyślane, tak aby uniknąć niebezpiecznych i niepożądanych konsekwencji, które mogłyby one spowodować.

### Potrzeba zachęt

Przyszła regulacja powinna zatem nie tyle wprowadzać kary za emisje, ale zapewnić operatorom kopalni odpowiednie zachęty do podejmowania działań i inwestycji mających na celu przechwytywanie i wykorzystywanie metanu. Takie zachęty, wbrew temu co

jest często obecnie używane jako argument przeciwko jakemukolwiek wsparciu dla podmiotów z sektora węglowego, mogłyby być skonstruowane w taki sposób, aby nie prowadziły do przedłużenia okresu eksploatacji węgla. W wielu państwach termin odejścia od węgla i tak został już ustalony. Innymi słowy, horyzont czasowy jest z góry określony i znany. Dlatego w interesie wszystkich jest zapewnienie, aby do tego czasu wydobywanie węgla powodowało możliwie jak najmniejsze szkody środowiskowe.

Kluczowe znaczenie w tym kontekście mają finansowanie i kwestie ubezpieczeń projektów w kopalniach czynnych i zamkniętych. Uzyskanie środków na rozwój instalacji CMM i AMM nigdy nie było łatwe. Jednakże tak długo, jak długo mechanizm czystego rozwoju (*Clean Development Mechanism – CDM*) i system wspólnego wdrażania (*Joint Implementation – JI*) przewidziany w ramach Protokołu z Kioto pozostawały w mocy, wiele takich projektów okazało się możliwych do zbilansowania ekonomicznie i zostały one zrealizowane. Niestety, wraz ze załamaniem się tych linii finansowania w 2012 roku liczba nowych projektów CMM i AMM znacząco zmalała<sup>25</sup>.

Potencjalne nowe regulacje międzynarodowe omawianej kwestii mogłyby np. rozważyć utworzenie funduszu rewolwingowego, który pozwalałby na finansowanie projektów ukierunkowanych na redukcję emisji metanu z kopalni węgla. Fundusz taki sprawiłby, że projekty o skromnym zwrocie z inwestycji mogłyby uzyskać wsparcie, bez którego ich wdrożenie byłoby dla operatora kopalni ekonomicznie nieatrakcyjne. Fundusz mógłby zacząć od udzielania niskoprocentowanych pożyczek i w miarę upływu czasu stopniowo wzrastać, tak aby zapewnić dodatkowe środki w nadchodzących latach, dostosowując się do wzrastających potrzeb wynikających z coraz większej liczby zamykanych kopalń i narastającego wraz z tym problemu emisji AMM. Równie ważne jak zapewnienie źródła finansowania jest zagwarantowanie inwestorom, że to finansowanie będzie kontynuowane przez wystarczająco długi czas (co najmniej 5–7 lat), niezbędny do rozwoju planowanej infrastruktury bez narażenia ich na straty z tytułu poniesionych kosztów, które byłyby nieuniknione w przypadku przedwczesnego zaprzestania wsparcia.

## Projekty VAM

Większość emisji metanu z kopalni pochodzi z ich systemów wentylacyjnych. Technologia wychwytywania i wykorzystania metanu wentylacyjnego o niskim stężeniu (VAM) jest dostępna i sprawdzona<sup>26</sup>. Jeżeli tylko stężenie metanu przekracza 0,3%, technologia RTO może być stosowana jako samodzielne rozwiązanie. Jednakże, jeżeli istnieje możliwość wzbogacenia VAM dodatkowo odprowadzonym CMM, to praktycznie cały metan pochodzący z danej kopalni może zostać przechwycony i wykorzystany.

Projekty VAM mogłyby być opłacalne finansowo, gdyby istniały ramy prawne określające wartość pieniężną wprowadzonych redukcji. Ceny emisji w wysokości 10–12 dolarów za tonę mogłyby być wystarczające, aby zapewnić rentowność omawianych instalacji. Warto również rozważyć inne formy zachęt, mające na celu nie tylko wdrożenie istniejącej technologii, ale także jej udoskonalenie. Przy zapewnieniu odpowiedniego wsparcia powstałe projekty inwestycyjne charakteryzowałyby się jednymi

z największych i najszybciej osiągalnych korzyści środowiskowych. Badania wskazują, że duże projekty zrealizowane w czynnych kopalniach są w stanie konkurować pod względem wolumenu zredukowanych emisji z istniejącymi projektami CCUS. Aby zobrazować ten potencjał, warto nadmienić, że zastosowanie omawianej technologii na jednym tylko szybie kopalnianym może mieć taki sam efekt pod względem redukcji emisji, jak usunięcie z dróg pół miliona samochodów.

## Monitoring, raportowanie i weryfikacja (MRV)

W wielu państwach dokładność i częstotliwość pomiaru stężenia metanu w aktywnych kopalniach węgla kamiennego nie budzi zastrzeżeń, a uzyskane dane przekazywane są odpowiednim, wyznaczonym do tego instytucjom. Wynika to z faktu, że działalność ta jest konieczna nie tyle ze względów środowiskowych, co bezpieczeństwa pracy. Pożądane byłoby stworzenie międzynarodowego systemu gromadzącego i analizującego dane z poszczególnych państw. Aby jednak taki system mógł spełniać swoją rolę, musi on być wewnętrznie spójny, to znaczy posiadać ujednolicone wymogi w zakresie sprawozdawczości, umożliwiające porównanie wyników z różnych jurysdykcji. Ważne byłoby, żeby regulacja na poziomie międzynarodowym obejmowała tak-

Większość emisji metanu z kopalni pochodzi z ich systemów wentylacyjnych. Technologia wychwytywania i wykorzystania metanu wentylacyjnego o niskim stężeniu (VAM) jest dostępna i sprawdzona. Jeżeli tylko stężenie metanu przekracza 0,3%, technologia RTO może być stosowana jako samodzielne rozwiązanie. Jednakże, jeżeli istnieje możliwość wzbogacenia VAM dodatkowo odprowadzonym CMM, to praktycznie cały metan pochodzący z danej kopalni może zostać przechwycony i wykorzystany.

że kwestie monitoringu emisji metanu z kopalni opuszczonych i odkrywkowych, ponieważ dotyczące ich istniejące przepisy są nieadekwatne do potrzeb i nie biorą pod uwagę wzrastającej wagi problemu.

## AMM

Warto podkreślić, że mimo iż regulacja dotycząca monitorowania emisji metanu z kopalni opuszczonych jest bardzo pożądana, wszelkie ponadnarodowe próby wprowadzenia przepisów dotyczących kwestii praw związanych z AMM powinny być podejmowane bardzo ostrożnie i mieć stosunkowo ograniczony zakres. Ponieważ większość państw posiada własne, wewnętrzne rozwiązania prawne dotyczące udzielania koncesji na poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu, które regulują między innymi także kwestie własności gazu, dodatkowe międzynarodowe przepisy obejmujące tę materię mogłyby wprowadzić niepotrzebne zamieszanie i w wyniku sprokurowanej niejasności legislacyjnej powstrzymać rozwój projektów.

Jednocześnie dyskusja na temat regulacji w zakresie AMM powinna toczyć się w znacznie szerszym kontekście, biorącym pod uwagę także problematykę zamykania kopalni. Obowiązki spoczywające na operatorze, który zamierza zamknąć swoją kopal-

nię, jak również warunki, których musi on przestrzegać w trakcie tego procesu, powinny być jasno określone i znane mu/jej już od momentu, w którym uzyskał/a on/a zgodę na jej otwarcie. Bowiem już w chwili przyznawania koncesji na eksploatację złoża operator powinien być zobowiązany do przedstawienia planu zamknięcia kopalni, uwzględniającego również kwestie zagospodarowania przyszłych emisji AMM oraz do przeznaczenia wystarczających środków na jego realizację.

Należy jednak pamiętać, że nie wszystkie opuszczone kopalnie mają odpowiednią charakterystykę, pozwalającą na rozwój komercyjnych projektów AMM. Do tego potrzebne są nie tylko korzystne warunki geologiczne i górnicze, ale także zastosowanie właściwych procedur zawczasu przygotowujących grunt pod późniejsze wychwytywanie gazu. Nieodzowne są także wspomniane wcześniej przejrzyste ramy prawne umożliwiające niezakłócony rozwój projektów i zachęty finansowe zapewniające ich rentowność.

Jako że większość metanu z opuszczonych kopalni jest uwalniana w okresie kilku pierwszych lat po zaprzestaniu produkcji węgla, niezmiernie istotne jest rozpoczęcie planowania projektów AMM na długo przed zamknięciem kopalni, tak aby zaraz po tym fakcie były one gotowe do wdrożenia bez zbędnych opóźnień. Pozwoli to na zmaksymalizowanie nie tylko ilości przechwyconego gazu, ale także rentowności projektu i wynikających z niego korzyści dla środowiska. Z drugiej strony, projekty nieprzygotowane zawczasu i z tego powodu rozpoczęte ze znacznym opóźnieniem, narażone są na słabe wyniki ekonomiczne oraz większe prawdopodobieństwo wystąpienia trudności technicznych.

Projekty AMM zasługują na wsparcie nie tylko ze względu na wynikające z nich korzyści środowiskowe w postaci ograniczonych emisji, ale także dlatego że mogą stać się one tanim źródłem

energii dla społeczności regionów górniczych przechodzących przez trudny okres transformacji oraz dla przedsiębiorstw tworzonych na rewitalizowanych terenach pokopalnianych. Co więcej, w porównaniu z dostępnymi konkurencyjnymi metodami redukcji emisji, projekty AMM są atrakcyjne ekonomicznie. Szacowany koszt wychwylenia i zutilizowania AMM wynosi około 10–15 USD za tonę CO<sub>2</sub>e, podczas gdy zastosowanie technologii CCUS wymaga nakładów około 60–100 USD. Można więc zakładać, że przy należyтым wsparciu legislacyjnym projekty AMM będą w stanie zapewnić znaczące i wielowymiarowe korzyści.

\* \* \*

Metan jest tematem ważnym i niewątpliwie zasługującym na uwagę. Nadszedł czas, aby zapewnić ramy prawne umożliwiające zrobienie potrzebnego kroku w kwestii monitoringu i redukcji jego emisji. Świat potrzebuje odpowiedniej regulacji, pozwalającej – z jednej strony – na realną ocenę skali problemu, a z drugiej – na podjęcie ambitnych i zdecydowanych działań zmierzających do jego rozwiązania na podstawie powszechnie dostępnych, wiarygodnych i porównywalnych danych. Przy wzajemnym zaufaniu i gotowości do słuchania siebie nawzajem wszyscy interesariusze mogą na tym tylko skorzystać. UNECE oferuje przestrzeń do tego dialogu i zaprasza do pracy nad wspólną regulacją w ramach zaproponowanej Międzynarodowej Dekady Gospodarowania Metanem, która stanowić będzie idealną platformę do szeroko zakrojonej dyskusji i prac nad omawianą kwestią. Nie ma gorszego rozwiązania niż bezczynność. Dlatego odłóżmy na bok nasze obawy i uprzedzenia i wspólnie zabierzmy się do pracy!

**Michał Drabik, specjalista ds. gospodarczych w Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ w Genewie**

<sup>1</sup> Effective actions to reduce methane emissions. ECE/ENERGY/2020/11; [https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/comm29\\_Nov.20/ECE\\_ENERGY\\_2020\\_11\\_Final.pdf](https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/comm29_Nov.20/ECE_ENERGY_2020_11_Final.pdf)

<sup>2</sup> Oznacza to, że w roku zerowym metan ma GWP 120, czyli że zapobiegnięcie wyemitowania jednej tony metanu do atmosfery jest równoznaczne z zapobiegnięciem przedostania się do atmosfery 120 ton dwutlenku węgla.

<sup>3</sup> Effective actions to reduce methane emissions. ECE/ENERGY/2020/11

<sup>4</sup> U.S. EPA, *Climate Change Indicators: Atmospheric Concentrations of Greenhouse Gases*; <https://www.epa.gov/climate-indicators/climate-change-indicators-atmospheric-concentrations-greenhouse-gases>

<sup>5</sup> UNECE, *Managing Methane for a better Climate*; <https://unece.org/unece-and-sdgs/managing-methane-better-climate>

<sup>6</sup> GMI, *Global Methane Emissions and Mitigation Opportunities*; <https://www.globalmethane.org/documents/gmi-mitigation-factsheet.pdf>

<sup>7</sup> *Ibidem*.

<sup>8</sup> *Ibidem*.

<sup>9</sup> UNECE, *Managing Methane for a better Climate*; <https://unece.org/unece-and-sdgs/managing-methane-better-climate>

<sup>10</sup> UNECE, Report of the Committee on Sustainable Energy on its twenty-ninth session, Addendum: Managing methane from abandoned coal mines. ECE/ENERGY/133/Add.2; [https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE\\_ENERGY\\_133\\_Add.2\\_AMM\\_0.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE_ENERGY_133_Add.2_AMM_0.pdf)

<sup>11</sup> *Ibidem*.

<sup>12</sup> *Ibidem*.

<sup>13</sup> *Ibidem*.

<sup>14</sup> US EPA, 2019, *Global Non-CO<sub>2</sub> Greenhouse Gas Emission Projections & Mitigation: 2015–2050*, EPA-430-R-19-010, [https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-09/documents/epa\\_non-co2\\_greenhouse\\_gases\\_rpt-epa430r19010.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-09/documents/epa_non-co2_greenhouse_gases_rpt-epa430r19010.pdf)

<sup>15</sup> UNECE, Report of the Committee on Sustainable Energy on its twenty-ninth session, Addendum: Managing methane from abandoned coal

mines. ECE/ENERGY/133/Add.2; [https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE\\_ENERGY\\_133\\_Add.2\\_AMM\\_0.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE_ENERGY_133_Add.2_AMM_0.pdf)

<sup>16</sup> *Ibidem*.

<sup>17</sup> *Ibidem*.

<sup>18</sup> UNECE, Report of the Committee on Sustainable Energy on its twenty-ninth session, Addendum: Methane Management in Extractive Industries. ECE/ENERGY/133/Add.9; [https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE\\_ENERGY\\_133\\_Add9\\_Methane\\_Final\\_1.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE_ENERGY_133_Add9_Methane_Final_1.pdf)

<sup>19</sup> GMI webpage. (About Methane|Global Methane Initiative – <https://www.globalmethane.org/about/methane.aspx>). Footnote 5: Reilly et al. 2003. Multi-Gas Contributors to Global Climate Change: Climate Impacts and Mitigation Costs of Non-CO<sub>2</sub> Gases. Pew Center on Global Climate Change and Massachusetts Institute of Technology Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

<sup>20</sup> UNECE, Report of the Committee on Sustainable Energy on its twenty-ninth session, Addendum: Methane Management in Extractive Industries. ECE/ENERGY/133/Add.9; [https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE\\_ENERGY\\_133\\_Add9\\_Methane\\_Final\\_1.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2020-12/ECE_ENERGY_133_Add9_Methane_Final_1.pdf)

<sup>21</sup> *Ibidem*.

<sup>22</sup> *Ibidem*.

<sup>23</sup> Effective actions to reduce methane emissions. ECE/ENERGY/2020/11; [https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/comm29\\_Nov.20/ECE\\_ENERGY\\_2020\\_11\\_Final.pdf](https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/comm29_Nov.20/ECE_ENERGY_2020_11_Final.pdf)

<sup>24</sup> *Ibidem*.

<sup>25</sup> C. Talkington, R. C. Pilcher & F. A. Ruiz, 2014, *Addressing barriers to global deployment of best practices to reduce methane emissions from coal mines*, *Carbon Management*, 5:5–6, 587–594, DOI:1080/17583004.2015.1058144 of Pages 587–594.

<sup>26</sup> Effective actions to reduce methane emissions. ECE/ENERGY/2020/11; [https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/comm29\\_Nov.20/ECE\\_ENERGY\\_2020\\_11\\_Final.pdf](https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/comm29_Nov.20/ECE_ENERGY_2020_11_Final.pdf)

# Unijna strategia na rzecz ograniczenia emisji metanu a sektor energetyczny

**Łukasz Lisicki**

Komisja Europejska (KE) w październiku 2020 roku przedstawiła unijną strategię na rzecz ograniczenia emisji metanu. Wyznacza ona kierunki i działania, w tym legislacyjne, które będą miały znaczenie dla sektora gazowego w całej UE.

**M**etan jest drugim po CO<sub>2</sub> najistotniejszym gazem cieplarnianym przyczyniającym się do zmian klimatu. W komunikacie w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu KE stwierdziła, że problem związanych z energią emisji metanu należy rozwiązać w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Zwiększenie redukcji emisji gazów cieplarnianych do co najmniej 55% do 2030 roku w stosunku do 1990 roku wymaga również przyspieszenia starań na rzecz ograniczenia emisji metanu. Prognozy wskazują, że konieczne jest zmniejszenie emisji metanu do 35–37%. Chociaż własna emisja metanu UE stanowi zaledwie 5% globalnej, to UE, jako największy światowy importer energii i ważny podmiot w sektorach rolnictwa i odpadów, dąży do podjęcia ambitnych, globalnych działań na rzecz redukcji emisji metanu we wszystkich sektorach. Według prognoz, globalne emisje metanu znacznie wzrosną, jeżeli nie zostaną podjęte działania zapobiegawcze.

## Działania w ramach strategii: dyplomacja i legislacja

Unijna strategia koncentruje się na rozwiązaniu problemu antropogenicznych emisji metanu. W UE 53% takich emisji pochodzi z rolnictwa, 26% z sektora odpadów, a 19% z energii. Podobne proporcje występują na poziomie globalnym. Wspomniane trzy sektory odpowiadają za około 95% całkowitych emisji antropogenicznych. Unijna strategia koncentruje się właśnie na tych sektorach.

Warto podkreślić, że unijna strategia dotyczy zarówno redukcji emisji metanu w UE, jak i tych dotyczących łańcuchów dostaw powiązanych z UE. Działanie w Europie i poza jej granicami jest kluczowe, aby znacząco zredukować emisje metanu. UE jest największym importerem gazu ziemnego, jednak większość emisji związanych z jego importem jest uwalniana zanim gaz dotrze do granic UE. W związku z tym w strategii zapowiedziano, że w ramach unijnych działań dyplomatycznych KE, we współpracy z innymi krajami, podejmie kwestię redukcji emisji metanu we wszystkich istotnych sektorach i będzie wspierać i promować globalną koordynację działań na rzecz zmniejszenia emisji metanu pochodzących z sektora energetycznego.

Sektor paliw kopalnych odpowiada za 1/3 antropogenicznych emisji metanu i jest sektorem o największym potencjale szybkich

redukcji, spowalniających tempo globalnego ocieplenia w najbliższej perspektywie.

Strategia wyznacza listę działań legislacyjnych i pozalegisacyjnych we wszystkich trzech sektorach oraz listę aktywności dyplomatycznych na szczeblu globalnym.

Największy wpływ na sektor energetyczny będą miały wymienione poniżej działania:

1) we wszystkich sektorach:

- KE, we współpracy z Programem Narodów Zjednoczonych ds. Ochrony Środowiska (UNEP), będzie wspierać utworzenie niezależnego międzynarodowego obserwatorium emisji metanu. Będzie ono gromadzić, uzgadniać, weryfikować i publikować dane na temat antropogenicznych emisji metanu na szczeblu globalnym,
- KE będzie wspierać produkcję biogazu z odpadów z rolnictwa za pośrednictwem krajowych planów strategicznych w ramach wspólnej polityki rolnej oraz ponownie zbada ramy regulacyjne rynku gazu, aby sprzyjać upowszechnieniu rozproszonej produkcji biogazu,

2) w sektorze energetycznym:

- w 2021 roku KE przedstawi propozycję regulacji w zakresie obowiązku monitorowania, raportowania i weryfikacji (MRV) w odniesieniu do wszystkich emisji metanu związanych z energią, a także w sprawie obowiązku usprawnienia wykrywania nieszczelności i naprawy (LDAR),
- KE rozważy zaproponowanie przepisów dotyczących eliminowania rutynowego uwalniania do atmosfery i spalania gazu,
- w ramach unijnych działań dyplomatycznych KE, we współpracy z krajami partnerskimi, zajmie się kwestią redukcji emisji metanu we wszystkich istotnych sektorach i będzie wspierać globalną koordynację działań na rzecz zmniejszenia emisji metanu pochodzących z sektora energetycznego.

## Transparencja i jakość danych: nowe wymogi na poziomie międzynarodowym i europejskim

Jednym z priorytetów strategii oraz ogromnym wyzwaniem globalnym jest poprawa jakości pomiarów i sprawozdawczości w zakresie emisji metanu. Obecnie można zaobserwować znacz-

ne różnice w poziomie monitorowania między poszczególnymi sektorami, państwami członkowskimi oraz członkami społeczności międzynarodowej.

UE, dzięki programowi Copernicus, jest liderem technicznym w dziedzinie obrazu satelitarnego i wykrywania wycieków emisji metanu i w związku z tym ma ambicje, aby prowadzić współpracę międzynarodową mającą na celu poprawę monitorowania globalnych emisji metanu, ich weryfikację i redukcję.

Pierwszym komponentem w tym zakresie jest nowe globalne partnerstwo – *Oil and Gas Methane Partnership* (OGMP 2.0). OGMP 2.0 jest inicjatywą prowadzoną przez UNEP, a wspieraną przez KE i innych partnerów. Już ponad 70 spółek, z aktywami na pięciu kontynentach, reprezentujących 30% światowej produkcji ropy i gazu, przystąpiło do inicjatywy (m.in. BP, Equinor, Shell, Repsol, Snam, TOTAL, Uniper, China Gas, Qatar Petroleum, Naftogaz, Eustream). Została ona formalnie powołana pod koniec 2020 roku. OGMP 2.0 to nowy standard raportowania (tzw. złoty standard), który poprawi dokładność raportowania i transparentność antropogenicznych emisji metanu w sektorze ropy i gazu ziemnego.

OGMP 2.0 obejmuje nie tylko działalność własną spółek, ale także *joint ventures* odpowiedzialne za znaczną część ich produkcji. Metodologia OGMP 2.0 dotyczy całego łańcucha dostaw w sektorze ropy i gazu, nie tylko *upstream*, ale także *midstream* i *downstream* – obszarów o znacznych emisjach, które są często pomijane w raportach. Celem OGMP 2.0 jest umożliwienie przemysłowi naftowemu i gazowemu realizacji redukcji emisji metanu w sposób przejrzysty dla społeczeństwa.

OGMP 2.0 jest najlepszym istniejącym międzynarodowym narzędziem do poprawy jakości pomiaru, raportowania i weryfikacji metanu w sektorze energetycznym. KE nie tylko planuje opracować legislację według tej metodologii, ale także promować inicjatywę na forum międzynarodowym, zachęcając do dołączenia kolejne spółki.

Drugi filar transparentności i poprawy jakości danych dotyczących emisji metanu stanowi Międzynarodowe Obserwatorium Emisji Metanu (IMEO). Obserwatorium zostało formalnie powołane w marcu 2021 roku w ramach UNEP, przy finansowym wsparciu Komisji Europejskiej. Jego misją jest umożliwienie i promowanie działań na rzecz redukcji antropogenicznych emisji metanu. Będzie ono stanowić centrum „ekosystemu” rządów, spółek, inwestorów, naukowców, organizacji pozarządowych i innych podmiotów zaangażowanych w to kluczowe wyzwanie klimatyczne. IMEO stworzy publiczny zestaw danych empirycznie zweryfikowanych emisji metanu, ze szczególnym uwzględnieniem źródeł paliw kopalnych. Jednak ani badania, dane i raporty, ani same regulacje nie są w stanie zapewnić niezbędnych redukcji. Celem IMEO jest połączenie badań, danych, sprawozdawczości i nauki z polityką publiczną w celu osiągnięcia niezbędnych redukcji.

Obserwatorium skupi funkcje dotychczas niemożliwe do wykonania przez żaden podmiot:

- zbierze własne dane dotyczące emisji za pośrednictwem OGMP 2.0, gromadząc zagregowane dane spółek i weryfikując postępy w osiąganiu zgłoszonych celów,
- zintegruje dane dotyczące emisji metanu ze wszystkich dostępnych źródeł, korelując dane z przemysłu, pomiarów naukowych w terenie, satelitów i krajowych inwentaryzacji,

- zachęci spółki do zwiększania celów wydajnościowych, czyniąc rygorystyczne zarządzanie emisją metanu integralną częścią ich praktyk,

- zaangażuje kraje poprzez rozwijanie nauki, wzmacnianie relacji nauka–polityka oraz pogłębianie zrozumienia znaczenia zmniejszania emisji metanu w osiąganiu celów klimatycznych paryskiego porozumienia,

- zapewni lepszą charakterystykę wielkości i wzorców globalnych emisji metanu poprzez ulepszoną analizę i przejrzystość danych oraz świadczenie usług wczesnego ostrzegania w celu wykrywania nadzwyczajnych antropogenicznych emisji metanu,

- oceni metodologie i technologie pomiarowe, aby zachęcić do wyboru najlepszych rozwiązań na jak najszerzą skalę.

KE oraz UNEP aktywnie promuje IMEO wśród kluczowych partnerów (m.in. USA), aby uzyskać jak najszerze wsparcie i zaangażowanie w jego działalność. Obserwatorium będzie finansowane jedynie przez rządy. Na początku skupi się na emisjach z sektora ropy, gazu i węgla, w kolejnych etapach może rozszerzyć działalność również na sektory rolniczy i odpadów.

Ostatni aspekt w omawianym obszarze stanowi kwestia unijnej legislacji w zakresie emisji metanu z sektora energetycznego. W ujęciu krótkoterminowym strategia zachęca do podejmowania dobrowolnych i wdrażanych przez sektor inicjatyw, takich jak OGMP 2.0, w celu niezwłocznej poprawy raportowania i redukcji emisji metanu na szczeblu światowym. Na koniec 2021 roku KE planuje przedstawienie legislacji w tym zakresie. Będzie ona najprawdopodobniej dotyczyć trzech kwestii:

- 1) obowiązkowych pomiarów, raportowania i weryfikacji (MRV) dla wszystkich emisji metanu z sektora energetycznego według metodologii OGMP 2.0,
- 2) obowiązków poprawy wykrywania i naprawy wycieków metanu (LDAR), występujących w sektorach naftowym, gazowym i węglowym,
- 3) obowiązków ograniczenia wypuszczenia i spalania metanu w sektorach ropy, gazu i węgla.

Zgodnie ze strategią, w przypadku braku znaczących zobowiązań do redukcji emisji metanu ze strony partnerów międzynarodowych KE rozważy cele w zakresie redukcji emisji metanu, normy lub inne zachęty w odniesieniu do energii ze źródeł kopalnych zużywanej w UE, a także importowanej.

W związku z tym istotne jest możliwie jak najszybsze zaangażowanie sektora w inicjatywę, które stanowią fundament i bazę dla przyszłych regulacji i działań na rzecz ograniczenia emisji metanu z sektora energetycznego. Pozwoli to na wcześniejsze przygotowanie procedur i wykształcenie kompetencji niezbędnych do spełniania wymogów w zakresie ograniczenia emisji metanu w sektorze gazowym i naftowym.

**Łukasz Lisicki, Policy Officer, Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii, Zespół ds. Gazu, Wydział Rynku Wewnętrznego**

Informacje i poglądy przedstawione w tym artykule są poglądami autora i niekoniecznie odzwierciedlają oficjalną opinię Komisji Europejskiej.

# Zrównoważone finansowanie samorządu terytorialnego

**Maciej Bukowski**

Zapobieganie zmianom klimatu to wyzwanie ogólnoświatowe, w które muszą się włączyć wszyscy: organizacje międzynarodowe, rządy poszczególnych państw, jednostki samorządu terytorialnego, firmy i obywatele. Z racji koncentracji aktywności gospodarczej w miastach, należą one do największych źródeł gazów cieplarnianych na świecie, odpowiadając za około 70% globalnej emisji. W Polsce dodatkowo większość miast cierpi na problem zanieczyszczenia powietrza, lokując się w niechlubnej czołówce europejskiej pod względem stężenia smogu, zwłaszcza w miesiącach jesienno-zimowych. Także większość negatywnych skutków ocieplenia klimatu będzie szczególnie odczuwana lokalnie, zwłaszcza w miastach, w których do 2050 roku ocieplenie może wyraźnie przekroczyć 2 st. Celsjusza, przez co znacznie wzrosną koszty nie tylko ograniczania bieżących emisji, ale i zmniejszania skutków (adaptacji) do ocieplenia wywołanego zaniedbaniami przeszłości.

Samorządy czeka więc ogromne wyzwanie transformacyjne, ponieważ w przyszłości będą jednymi z głównych – obok przemysłu i gospodarstw domowych – inwestorów podejmujących realne działania służące ograniczeniu emisji CO<sub>2</sub> lub zapobieganiu skutkom zmian klimatu. To jednostki samorządu terytorialnego (JST) odpowiadają bowiem za kluczowe obszary podlegające ograniczeniu emisji, takie jak ciepłownictwo, budynki użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, urzędy itp.) oraz budynki komunalne wymagające termomodernizacji, transport publiczny w miastach i aglomeracjach miejskich, a nawet województwach itp. To także do zadań JST będzie należało usuwanie strat wywołanych ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi oraz ponoszenie kosztów zmniejszania dotkliwości wysokich temperatur w miesiącach letnich dla starzejącej się populacji mieszkańców miast. Skala nakładów, jakie samorządy będą musiały ponieść, aby osiągnąć cele klimatyczne, jest więc znaczna nie tylko w relacji do ich budżetów, ale też całej gospodarki. W sprostaniu temu zadaniu będzie musiało im pomóc zrównoważone finansowanie ze strony banków, wsparcie z dedykowanych funduszy krajowych (np. Niskoemisyjnego Transportu), odpowiednio skonstruowane gwarancje bankowe oraz liczne ułatwienia regulacyjne ze strony rządu.

Pierwszym wyzwaniem, przed którym staną samorządy w kontekście niskoemisyjnej transformacji, będzie merytoryczne przygotowanie projektów modernizacyjnych z zakresu zrównoważonego budownictwa, transportu i energetyki. Kluczowe jest, aby projekty te nie były za mało ambitne, bowiem w dłuższym okresie będzie to oznaczało podwojenie kosztów – konieczność ponownej termomodernizacji budynku szkolnego, zmianę technologii w ciepłowni miejskiej czy ponowny zakup autobusów. Dlatego przewodnikiem dla JST w planowaniu przedsięwzięć inwestycyjnych powinna stać się przygotowana przez Komisję Europejską Taksonomia Zrównoważonego Finansowania. Działania projektowane w zgodzie z taksonomią będą automatycznie działaniami zrównoważonymi, znajdującymi się na ścieżce do gospodarki

zeroemisyjnej w 2050 roku. Jednocześnie będą one – z punktu widzenia finansowania – automatycznie kwalifikowały się do finansowania poprzez emisję zielonych obligacji czy zaciągnięcia zielonego kredytu.

Zarazem JST powinny rozważyć wdrożenie – w planie kilkuletnim – ogólnej zasady finansowania się w sposób zrównoważony. Początkowo oznaczać to będzie konieczność wdrożenia systemu sprawozdawczości i monitoringu zgodnego z Taksonomią Zrównoważonego Finansowania, przeszkolenia personelu pod kątem zasad zapisanych w regulacjach Unii Europejskiej itp. W dłuższym okresie zaprocentuje to jednak budowę systemu zielonych kompetencji i bazy informacyjnej w sposób umożliwiający prowadzenie rutynowej, zrównoważonej polityki publicznej w skali lokalnej, a nie traktowanie projektów zielonych jako pewnego rodzaju ewenementu wymagającego specjalnego wysiłku i zaangażowania ze strony kadr JST. Samorządy zyskają w ten sposób dostęp do nowej klasy inwestorów, a być może skorzystają także z niższych kosztów pozyskanego kapitału.

Dla skutecznego równoważenia lokalnej gospodarki w dłuższym okresie kluczowe jest także, aby samorządy dążyły do zbudowania ciągłej linii tworzenia zielonych projektów, bazujących na spójnych regionalnych i miejskich strategiach rozwoju, zakładających stopniową dekarbonizację lokalnej gospodarki (transportu, użytkowania energii w budynkach, wytwarzania ciepła itp.), adaptacji do zmian klimatu, zrównoważonej gospodarki zasobami naturalnymi itp. Pozwoli to na prostszą identyfikację projektów możliwych do sfinansowania w sposób zielony w danym okresie oraz szybsze i tańsze emisje zielonych obligacji (redukcja kosztów konsultingu, skrócenie czasu itp.).

JST powinny także rozpocząć stałą współpracę z podmiotami publicznymi (EBI, PFR, BGK) oraz prywatnymi (banki) pod kątem finansowania własnych założeń strategicznych i planów inwestycyjnych w obszarze zrównoważonym, w średnim i długim okresie. Celem powinno być zdobycie odpowiedniego know-how, stwo-



rzenie ścisłych kontaktów roboczych, skrócenie drogi decyzyjnej oraz obniżenie kosztów finansowania zielonego rozwoju w skali miasta, gminy, powiatu czy regionu. Z drugiej strony, naprzeciw potrzebom JST powinny wyjść banki, przygotowując atrakcyjne, zrównoważone produkty finansowe z myślą o JST na bazie znanych już samorządom instrumentów finansowych, takich jak np. obligacje komunalne. Banki muszą także włączyć się w edukację samorządów w zakresie zrównoważonego finansowania, przygotowując programy pomocy technicznej dla JST, wspomagające je m.in. w ocenie projektów inwestycyjnych i innych wydatków samorządowych pod kątem taksonomii. Standaryzacja rozwiązań, dzięki współpracy między poszczególnymi bankami między sobą z jednej strony, a JST i ich stowarzyszeniami z drugiej – byłaby w tym procesie szczególnie pomocna.

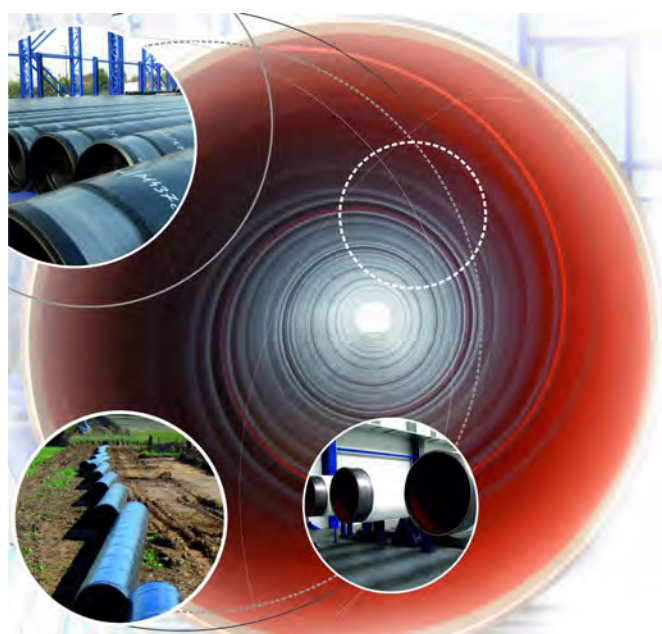
Trzeba pamiętać, że wątek zielonych obligacji i kredytów dla JST jest zagadnieniem relatywnie nowym także dla sektora finansowego. W wielu bankach nie ma jeszcze utartego sposobu działania oraz odpowiedniej liczby przeszkolonych specjalistów, mogących zająć się stworzeniem produktów przystosowanych do potrzeb JST w zakresie zielonej transformacji. Jednocześnie wchodząca właśnie w życie nowa fala regulacji sektora finansowego, realizująca założenia Planu Działania na rzecz Zrównoważonego Finansowania, powodować będzie znaczny wzrost zainteresowania zielonymi instrumentami finansowymi ze strony banków, funduszy inwestycyjnych i emerytalnych. To wielka szansa dla polskich samorządów na pozyskanie atrakcyjnego finansowania własnych potrzeb inwestycyjnych, będąca zarazem znacznym wyzwaniem organizacyjnym i strategicznym, zmuszającym samorządy do przygotowania odpowiednio udokumentowanych i zwymiarowanych – pod kątem europejskiej Taksonomii Zrównoważonego Finansowania – projektów inwestycyjnych. W całym sektorze finansowym ważne jest więc wdrożenie innowacyjnych rozwiązań ułatwiających zaangażowanie różnych instytucji finansowych (w tym publicznych i prywatnych) w jeden projekt i w ten sposób zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego i/lub zwiększenie rentowności projektów z punktu widzenia banku, bez wzrostu kosztu dla JST (łączenie źródeł finansowania; agregacja projektów).

Klucz do polityki państwa w zakresie zielonego finansowania działalności samorządów leży w dobrze pojętej pomocniczości. Rząd centralny, KNF oraz wyspecjalizowane agencje publiczne powinny starać się umożliwić jak najszerszej grupie JST możliwie wczesne włączenie się w nurt zrównoważonego rozwoju poprzez usuwanie barier regulacyjnych, instytucjonalnych i systemowych, skutecznie teraz blokujących samorządy na tym polu. Główną barierą tego rodzaju są obecne zasady finansowania JST oraz kształt reguł fiskalnych uniemożliwiających samorządom wieloletnie planowanie zrównoważonego rozwoju. Pierwsza zmiana powinna dotyczyć zwiększenia autonomii JST w zakresie dochodów własnych, co można osiągnąć poprzez przekazanie całości przychodów z PIT i CIT w gestię samorządów, likwidację „janosikowego” oraz reformę systemu dotacji celowych w taki sposób, aby silniejsze jednostki lokalne mogły finansować dużą część swoich zadań i inwestycji z własnych dochodów, a słabsze miały zapewnione wsparcie z podatków ogólnych (VAT, akcyza) lub funduszy UE.

Zarazem regulator powinien przemyśleć kształt reguły fiskalnej uniemożliwiającej nawet najsilniejszym JST, o dużej bazie dochodowej i solidnym wroście gospodarczym, zaciąganie długu na cele inwestycyjne powyżej pewnego – niskiego – pułapu. Większa elastyczność w tym względzie nie byłaby groźna dla całego systemu finansów publicznych, a umożliwiłaby najlepszym samorządom skuteczne sięgnięcie po kapitał prywatny przy finansowaniu inwestycji w zrównoważony transport, ciepłownictwo czy budownictwo. W odniesieniu do regulacji makroostrożnościowych dotyczących bankowości kluczowe wydaje się przyjrzenie się formie podatku bankowego, postaci rezerw obowiązkowych, a także kredytowym limitom sektorowym i możliwości wprowadzenia tzw. *green supporting factor* w odniesieniu do pożyczek udzielanych samorządom lub spółkom samorządowym na cele zrównoważone, w tym preferencji dla pożyczek długoterminowych.

**Dr Maciej Bukowski, Wydział Nauk Ekonomicznych UW i fundacja WiseEuropa**

Tekst powstał na bazie raportu przygotowanego przez WiseEuropa we współpracy z Santander Bank Polska.



**izostal sa**  
Grupa kapitałowa Stalprofil S.A.

- IZOLACJE ANTYKOROZYJNE  
RUR STALOWYCH  
zewnątrzne - 3LPE, 3LPP, DFBE, FBE  
wewnętrzne - LAYTEC®
- ZABEZPIECZENIA LAMINATOWE
- RURY WIERTNICZE
- KOMPLEKSOWA REALIZACJA DOSTAW

Izostal S.A.  
47-113 Kolonowskie  
ul. Opolska 29  
tel.: +48 77 40 56 500  
e-mail: info@izostal.com.pl

SPÓŁKA NOTOWANA NA  
**GPW**

www.izostal.com.pl

# Opinia Zespołu Gazowego Transition Technologies **w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu**

**Jakub Rak, Severyn Dranchuk, Piotr Błach**

Projekt Europejskiego Zielonego Ładu jest cywilizacyjnym wyborem Unii Europejskiej, który wprost wskazuje neutralność klimatyczną oraz dbałość o ochronę środowiska jako najważniejsze filary dalszego zrównoważonego rozwoju społeczeństw i gospodarek krajów członkowskich. Obecnie coraz częściej zauważalne zmiany klimatu, których negatywny wpływ z czasem może być jeszcze bardziej krytyczny dla człowieka, dają wiele powodów do przemyślenia dotychczasowego postępowania. Podejście UE w tym zakresie można nazwać wyjątkowo progresywnym i intensywnym. Przyspieszenie „zielonej” transformacji oraz stawianie celu redukcji emisji netto gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku w porównaniu z 1990 rokiem w pakiecie „Gotowi na 55” jest kolejnym tego potwierdzeniem.

**P**rzedsięwzięcia planowane w ramach tego pakietu, dotyczące całej gospodarki, mają na celu łączenie instrumentów rynkowych, wsparcia z funduszy inwestycyjnych oraz regulacji unijnych dla osiągnięcia ambitnych celów środowiskowych. Mimo że dokument kompleksowo opisuje proponowany zakres działań dla krajów członkowskich w wielu obszarach działalności człowieka, zwraca również uwagę, iż UE odpowiada tylko za 8% światowej emisji CO<sub>2</sub> oraz nieco większych ilości innych gazów cieplarnianych. „Zielona” transformacja staje się coraz bardziej globalnym przedsięwzięciem, a UE planuje w niej odgrywać rolę wiodącą, na własnym przykładzie pokazując, że proces ten może przebiegać w sposób zrównoważony i sprawiedliwy dla wszystkich uczestników.

W związku z tym, że działalność człowieka w energetyce, transporcie i przemyśle powoduje największe emisje gazów cieplarnianych, najbardziej obszerne działania redukcyjne w ramach pakietu „Gotowi na 55” są proponowane właśnie w tych obszarach. Mimo wiążącego celu zwiększenia udziału OZE w koszyku energetycznym krajów członkowskich UE z 32 do 40% oraz rozszerzenia systemu handlu uprawnieniami do emisji, KE proponuje wspierać swój przemysł poprzez wprowadzenie podatków dla importowanych towarów, wyprodukowanych z wykorzystaniem kopalnych surowców energetycznych. Mechanizm ten ma na celu obronę producentów unijnych, dodatkowo ma także zmotywować do rozwoju i eksportu „zielonych” technologii w krajach o dużym obrocie handlowym z UE. Planowana jest rewizja podejścia do źródeł energii oraz paliw stosowanych w sektorach transportu. Głównym celem do 2030 roku są redukcje emisji o ponad 40% w porównaniu z 2005 rokiem w takich branżach jak transport, budownictwo, rolnictwo, odpady i przemysł drobny.

Mimo kompleksowego podejścia do „zielonej” transformacji, rozwijanego przez UE, jeden z aspektów jej realizacji nadal wzbudza spore wątpliwości. Jest nim zdefiniowanie sprawiedliwego tempa, wymaganych nakładów inwestycyjnych oraz swojej własnej ścieżki do sukcesu dla wszystkich krajów członkowskich.

W celu zredukowania emisji CO<sub>2</sub> jednym z pierwszych kroków, realizowanych przez większość krajów UE, jest odejście od węgla jako bardzo zanieczyszczającego surowca energetycznego. Polska, obecnie wykorzystująca węgiel do zaspokojenia prawie 75% potrzeb energetyki ma, podobnie jak wiele krajów Europy Środkowo-Wschodniej, dylemat z wyborem nowej drogi. Paliwem o wysokiej dostępności i najmniejszym poziomie emisyjności spośród surowców kopalnych jest gaz ziemny, często nazywany paliwem „przejściowym”. Stosowanie go w energetyce, a także w przemyśle i transporcie, jest skutecznym sposobem na sukcesywną dekarbonizację gospodarki. Jednak obecnie na szczególną uwagę zasługuje to, że w najbliższym czasie rozwój gazownictwa i infrastruktury gazowej w UE będzie dodatkowo podlegał regulacjom strategii metanowej.

Na obecnym etapie zakłada ona przede wszystkim wsparcie działań raportujących, podwyższanie standardów branżowych oraz działania służące zdobywaniu wiedzy o procesach emisji metanu. Takie działania stanowią cenną inicjatywę. Obecnie strategia metanowa skupia się na energetyce, rolnictwie i gospodarce odpadami, jako głównych źródłach emisji metanu. Gdyby zastanowić się nad zagadnieniami energetyki i gospodarki odpadami, to można przyznać, że ograniczanie emisji jak najbardziej jest słuszne. Niemniej jednak wśród procesów technologicznych emitujących metan, w wymienionych branżach można zidentyfikować takie, które mimo najszczerzej chęci będą trudne do wyeliminowania. Dodatkowo, pozostaje element ryzyka i związanych z tym awarii, które mogą powodować emisje. Należy rozważyć również aspekty biznesowe oraz długofalowe efekty ekonomiczne dotyczące poszczególnych branż lub regionów, w których będą wdrażane. Inwestycje w poprawę infrastruktury technicznej dochodzą do momentu, gdy koszt końcowy redukcji metanu (koszt usunięcia lub redukcji kolejnej jednostki zanieczyszczenia) zaczyna być na tyle wysoki, że nie ma uzasadnienia, aby go ponosić. Taniej jest zapłacić karę. Skoro działania prośrodowiskowe podejmowane przez UE uznajemy za słuszne, dlaczego mają one dotyczyć

jedynie obszaru UE. Swego czasu przy redukcji emisji pyłów, SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> do środowiska, obowiązywała zasada kompensacji. Możliwe było zrealizowanie alternatywnych działań dających adekwatną redukcję, ale w innym obszarze. Warto zaznaczyć, że te trzy emisje mają dużo bardziej lokalne oddziaływanie niż emisje metanu lub CO<sub>2</sub>. Dlatego redukcja emisji metanu w innym miejscu globu powinna być uznawana za równoważną. Niestety, ten mechanizm mógłby prowadzić do potencjalnych nadużyć. Może warto byłoby powrócić do tego zagadnienia i zaproponować racjonalne ekonomicznie mechanizmy, pozwalające na kompensowanie emisji metanu poprzez inwestowanie i ograniczanie tej emisji w innych miejscach na świecie. Zagadnieniem do rozwiązania i ustandaryzowania dla UE powinno być wypracowanie reguł i zasad w taki sposób, aby kompensacja była opłacalna dla wszystkich stron – zarówno dla biznesu, jak i środowiska.

Strategia „zielonej” transformacji obejmuje również zmianę podejścia do różnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Energetyka jądrowa od lat wymieniana jest w gronie źródeł pozwalających na szybką dekarbonizację gospodarki. Główną zaletą tej drogi jest stabilność wytwarzania energii elektrycznej, co jest kluczowym aspektem w przypadku wykorzystywania OZE z niestabilnych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Porównując z klasyczną energetyką węglową, emisja CO<sub>2</sub> jest wielokrotnie mniejsza. Dodatkowo, w całym cyklu w przeliczeniu na kWh emisja CO<sub>2</sub> jest obecnie porównywalna z tą dla energetyki wiatrowej i znacznie mniejsza niż dla energetyki słonecznej. Wiele krajów w Europie, w tym Polska, wybierają energetykę atomową jako podstawę przyszłego mixu energetycznego.

W przypadku Europejskiego Zielonego Ładu docelowym rozwiązaniem jest wykorzystanie OZE, zwłaszcza energetyki wiatrowej i słonecznej, które są zeroemisyjnymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej. Energetyka słoneczna w dużym stopniu zależy od warunków klimatycznych i atmosferycznych. Polska jest krajem, w którym wielkoskalowe instalacje fotowoltaiczne raczej nie będą wiodące. W kontekście „zielonej” transformacji warto jednak wymienić prosumentów, którzy umieszczając instalacje fotowoltaiczne na dachach swoich domów oprócz korzyści finansowych zmniejszają również ślad węglowy wielkoskalowej energetyki. Obserwując przyrost liczby instalacji, można stwierdzić, że Polska jest jednym z liderów transformacji prosumenckiej w UE.

W przypadku Polski energetyka wiatrowa najprawdopodobniej będzie głównym rozwiązaniem redukującym emisję CO<sub>2</sub>. W przypadku instalacji lądowych ich rozwój w Polsce wyhamował ze względu na wprowadzoną w 2016 roku ustawę odległościową, zabraniającą instalowania wiatraków w obszarze dziesięciokrotności wysokości danego urządzenia. W praktyce wyłączyło to zdecydowany obszar Polski. Obecnie trwają prace nad zmianą tej ustawy, co powinno odblokować inwestycje w tym sektorze. Energetyka wiatrowa *offshore* jest wskazywana jako przyszłość energetycznego mixu UE. W strategii KE na rzecz energii z morskich źródeł odnawialnych stwierdzono, że w 2030 roku zainstalowana powinna być moc 60 GW, a w 2050 roku 300 GW, w porównaniu z 12 GW obecnie. W przypadku Polski ten potencjał wskazuje, że na Morzu Bałtyckim do 2040 roku można będzie zainstalować około 11 GW.

Energetyka słoneczna i wiatrowa będą więc niezbędne do osiągnięcia celu w 2050 roku. Jednakże taka struktura może de-

stabilizować system ze względu na dużą zmienność wynikającą z warunków atmosferycznych. Rozwiązaniem tego problemu może być bilansowanie sieci za pomocą początkowo gazu ziemnego, a następnie gazów odnawialnych i magazynów energii.

Wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w drodze ku neutralności klimatycznej jest niezbędnym etapem transformacji energetycznej UE. Niemniej jednak ścieżka rozwoju branży gazowniczej będzie kontynuowana nawet po odejściu od gazu ziemnego przy prawidłowych decyzjach w rozwoju odpowiedniej infrastruktury już na obecnym etapie transformacji energetycznej. W nowej rzeczywistości takie gazy odnawialne jak wodór, biogaz i biometan będą niezbędnymi nośnikami energii, dywersyfikującymi i bilansującymi system energetyczny. Dodatkowo, obecnie toczą się dyskusje na temat dalszego rozwoju oraz szerszego wykorzystania technologii w obszarze sekwestracji dwutlenku węgla, dla którego wsparcie może zapewnić dalsza rozbudowa systemu do handlu uprawnieniami emisji. Rozwój tej branży może dać mocny impuls dla włączenia do koszyka energetycznego krajów UE jeszcze jednego nośnika energii przyszłości – metanu syntetycznego.

Rozmawiając o wodorze jako neutralnym dla środowiska paliwie przyszłości, warto zaznaczyć, że o niezbędnym jego wykorzystaniu w celu osiągnięcia ambitnych celów redukcji oraz dalszej eliminacji emisji wspomina się również w pakiecie „Gotowi na 55”. Zgodnie z wcześniej wybraną strategią Unii Europejskiej, włącznie z Polską, celem jest rozwinięcie gospodarki wodorowej wykorzystującej głównie OZE do produkcji zielonego wodoru. Zgodnie z szacunkami, planem Polski jest zbudowanie do 2030 roku elektrolizerów do produkcji wodoru o łącznej mocy ponad 2 GW. Projekty rozwinięcia infrastruktury do produkcji niebieskiego wodoru z gazu ziemnego obecnie są dopuszczone do realizacji przez KE, jednak nadal nie są one przewidywane w perspektywie długoterminowej. Kwestia taniej produkcji olbrzymich ilości wodoru potrzebnego do zaspokojenia zapotrzebowania UE nie jest jedynym wyzwaniem. Do dalszego zagospodarowania wyprodukowanego nośnika energii niezbędna jest rozbudowa wartościowej infrastruktury do jego magazynowania, przesyłu, dystrybucji i wykorzystania. Już obecnie wymaganiem proponowanym dla dofinansowania z funduszy unijnych projektów w zakresie rozwoju infrastruktury gazowej jest zapewnienie gotowości do przyjmowania gazów odnawialnych. Należy zwrócić uwagę na jeszcze jeden aspekt rozwoju branży wodorowej oraz jej wpływu na energetykę. Wykorzystanie technologii produkcji niebieskiego wodoru, w takim samym stopniu jak zastosowanie technologii sekwestracji CO<sub>2</sub> w innych obszarach gospodarki, może stać się podstawą do rozwoju kolejnej gałęzi gazownictwa przyszłości. To zmagazynowany dwutlenek węgla oraz wyprodukowany wodór są substancjami podstawowymi do produkcji metanu syntetycznego, którego dużym atutem jest brak szczególnych wymagań w porównaniu z gazem ziemnym dla infrastruktury do jego przesyłu, magazynowania, dystrybucji i wykorzystania.

Gazem, który również może zostać następcą gazu ziemnego w nowej rzeczywistości energetycznej jest biometan, a szerzej – biogaz. Obecnie liczne kraje wykorzystują biogaz przy produkcji energii elektrycznej i ciepła, jednak w wielu strategiach, w tym m.in. polskiej, umieszcza się zatłaczanie biometanu do sieci gazowej. Ze względu na podobieństwo do gazu ziemnego wykorzystanie biometanu potrzebuje minimalnej modernizacji istnie-

jącej infrastruktury magazynowej, przesyłowej i dystrybucyjnej, co powinno ułatwić szybki rozwój tego sektora. W wielu krajach UE istnieje rozbudowana infrastruktura wytwarzająca biometan. W Polsce obecnie nie ma norm prawnych umożliwiających rozwój i powstawanie nowych instalacji. Biometan to również istotne paliwo z punktu widzenia sektora transportowego, zwłaszcza ciężkiego, w którym dekarbonizacja obecnie jest problematyczna. Dużym atutem tego rozwiązania jest możliwość wykorzystania już istniejących pojazdów zasilanych paliwem gazowym i zastosowanie w nich „zielonej” alternatywy.

Podsumowując obecną sytuację, a także planowane działania, Grupa Kapitałowa Transition Technologies widzi olbrzymi potencjał rozwojowy dla sektora gazowego w kontekście realizacji działań wynikających z programów Europejskiego Zielonego Ładu oraz „Gotowi na 55”. Niemniej jednak modernizacja gospodarki, w tym energetyki, powinna być prowadzona w sposób racjonalny oraz z uwzględnieniem zasad ekonomii.

Perspektywa 2050 roku z punktu widzenia wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, przy uwzględnieniu czasu realizacji inwestycji oraz potencjalnego okresu eksploatacji inwestycji gazowych, powinna skłaniać do ścisłego przestrzegania rachunku ekonomicznego. Planowanie inwestycji w sektorze gazowym powinno uwzględniać przede wszystkim takie projekty,

które będą mogły być adaptowane lub dostosowane do nowych wymagań po 2050 roku. Takie podejście daje szansę uniknięcia inwestycji, które nie będą mogły być kontynuowane po 31.12.2049 roku. Oby Europa w 2050 roku nie powtórzyła dylematów odejścia od gazu ziemnego, jakie obecnie związane są z węglem.

Niewiele osób zdaje sobie sprawę z tego, że Polska znajduje się w światowej czołówce w zakresie masowego wykorzystania nowoczesnych narzędzi w bankowości i finansach. Jest to wynikiem przeskoczenia z etapu gotówkowego bezpośrednio do etapu kart i płatności zbliżeniowych i transakcji internetowych dzięki wykorzystaniu potencjału młodych głów w zakresie IT i FinTech. Taki sam model przeskoku od źródeł energii konwencjonalnej do gazów odnawialnych i innych OZE jest możliwy w zakresie wykorzystania nowatorskich technologii i narzędzi IT w transformacji energetyki i całej gospodarki. Wykorzystujmy to, w czym jesteśmy europejską potęgą i jako duży kraj Unii Europejskiej rozwiniemy przede wszystkim swój wewnętrzny potencjał, a dopiero potem sięgajmy po zasoby zewnętrzne.

**Jakub Rak**, zastępca dyrektora ds. rynku LNG oraz gazu ziemnego Transition Technologies S.A.

**Severyn Dranchuk**, kierownik ds. rozwoju biznesu Transition Technologies S.A.

**Piotr Błach**, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.

# Rola biometanu i wodoru w osiągnięciu neutralności klimatycznej Polski

**Tobiasz Adamczewski**

Transformacja polskiej gospodarki w kierunku neutralności klimatycznej może przynieść wiele korzyści, jeżeli zostanie dobrze zaplanowana. Stanowi szansę na zwiększenie niezależności energetycznej i drastyczne zmniejszenie importu ropy, gazu ziemnego i węgla kamiennego. Jest to także szansa na wyeliminowanie smogu i emisji gazów cieplarnianych. Osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie wymagało przede wszystkim poprawy efektywności energetycznej budynków, transportu i przemysłu. Jednocześnie niezbędne będą łączenie i elektryfikacja sektorów, aby uzyskać efekt synergii poprzez przewidywanie i odpowiednie planowanie zapotrzebowania na energię.

**Osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie wymagało wodoru i biometanu**

Jednak nawet efektywna energetycznie gospodarka, z połączonymi i zelektryfikowanymi sektorami, prawdopodobnie w perspektywie 30 lat nadal będzie potrzebowała paliw w postaci płynnej lub gazowej.

Szacuje się, że zapotrzebowanie to wyniesie około 220 TWh i może stanowić 30% zapotrzebowania na energię finalną. Jeżeli nie podejmiemy działań, w 2050 roku nadal może występować zapotrzebowanie na paliwa kopalne.

Można jednak z powodzeniem zastąpić je nośnikami energii neutralnymi dla klimatu, czyli biometanem i wodorem wytwarzanymi ze źródeł odnawialnych. Biometan i wódór mogą służyć jako zamienniki:

- ropy w transporcie ciężkim, w którym napędy elektryczne nie są optymalne ze względu na ciężar akumulatorów,
- gazu ziemnego w ciepłownictwie systemowym,
- węgla i gazu ziemnego w systemie elektroenergetycznym jako element bilansowania systemu przez jednostki OCGT (turbiny gazowe pracujące w cyklu otwartym),

- szarego wodoru w przemyśle chemicznym, ropy w przemyśle petrochemicznym lub węgla w przemyśle hutniczym

## Potencjał techniczny wytworzenia wodoru i biometanu w Polsce

Techniczny potencjał produkcji biometanu wynosi 107 TWh, a jego realne wykorzystanie do 2050 roku może wynieść 91 TWh. Biometan może być produkowany z biogazu powstałego w procesie fermentacji beztlenowej oraz poprzez gazyfikację biomasy. Produkcja biogazu pełni istotną rolę w gospodarce obiegu zamkniętego, ponieważ wykorzystuje odpady organiczne z produkcji rolnej, oczyszczalni ścieków i przetwórstwa żywności. Gazyfikacja biomasy drzewnej może natomiast napotkać barierę konkurencji o surowiec, szczególnie uwzględniając konieczność pozyskiwania biomasy w sposób zrównoważony.

Ilość biometanu, którą można wytworzyć w Polsce, jest niewystarczająca, aby pokryć zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w krajowej gospodarce. Dlatego istotny jest równoległy rozwój produkcji wodoru.

Wodór może być produkowany z węgla i gazu lub z wykorzystaniem energii elektrycznej w procesie elektrolizy. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju technologicznego oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej – znaczenie strategiczne dla Polski będzie miał zielony wodór, pochodzący z elektrolizy zasilanej energią z OZE.

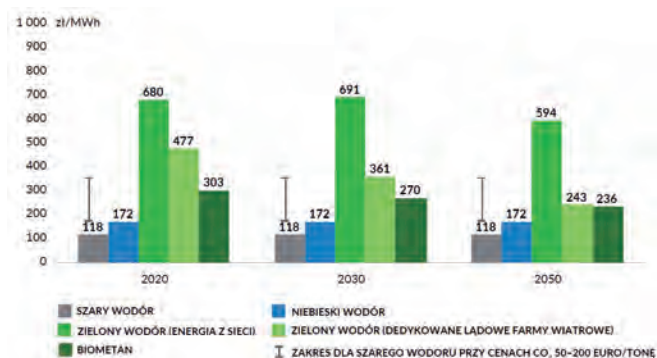
Możliwości wytwarzania zielonego wodoru powiązane są z ilością zainstalowanej mocy OZE oraz realnych nadwyżek produkcji energii. W scenariuszu dalszego rozwoju źródeł odnawialnych do 2030 roku Polska będzie mogła produkować 1,8 TWh zielonego wodoru. Uwzględniając obecny rozwój technologii, w 2050 roku potencjał wytwórczy tego gazu wyniesie 36 TWh.

## Koszt wytworzenia wodoru i biometanu

Rozwój zielonego wodoru i biometanu w Polsce w dużej mierze będzie zależał od ekonomiki ich wytwarzania i przesyłania do odbiorców końcowych w porównaniu z paliwami kopalnymi.

Rysunek 1 pokazuje prognozę kosztów wytworzenia zielonych gazów oraz szarego i niebieskiego wodoru. W kolejnych latach krzywa uczenia się spowoduje spadek kosztów wytwarzania bio-

Rysunek 1. Koszty wytworzenia wodoru i biometanu w latach 2020, 2030 i 2050



Źródło: Forum Energii, „Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce”, czerwiec 2021 r., <https://forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy>

metanu i wodoru z elektrolizy. Będzie to wynikało głównie z wolumenu produkcji elektrolizerów dzięki bodźcom inwestycyjnym tworzonemu dzięki prowdorowej polityce Unii Europejskiej i progresywnych państw spoza UE.

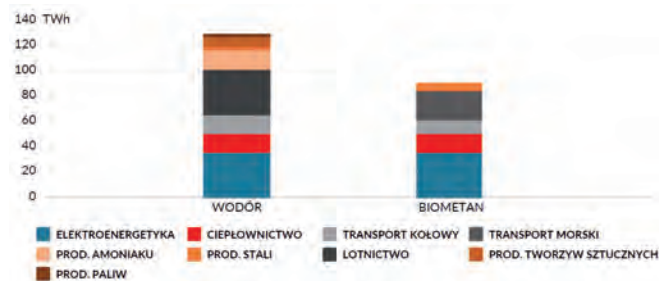
Innym kluczowym czynnikiem ekonomicznym w kontekście produkcji zielonego wodoru z elektrolizy, zależnym w większym stopniu od polityki państwa, a nie tylko trendów globalnych, będzie dostępność mocy OZE. Oprócz tego, że musi być „z czego” produkować zielony wodór, ekonomika jego wytwarzania zależy od kosztów produkcji energii elektrycznej. W Polsce słońce i wiatr są, i nadal będą, najtańszymi źródłami pozyskiwania energii.

## Wykorzystanie wodoru i biometanu w gospodarce neutralnej klimatycznie

Ze względu na wysoką energochłonność produkcji zielonych gazów istotne będzie kierowanie się zasadą pierwszeństwa dla efektywności energetycznej. Powinny być one wykorzystywane do dekarbonizacji sektorów, które trudno zelektryfikować, pełniąc rolę uzupełniającą.

Największe zapotrzebowanie na biometan i wodór w 2050 roku będzie w sektorze elektroenergetycznym. Wynika to ze zwiększającego się popytu na energię elektryczną w pozostałych sektorach, która będzie pochodziła głównie ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Niskoemisyjne gazy mogą pełnić funkcję bilansującą zapotrzebowanie na energię elektryczną, gdy te źródła nie będą produkować energii lub gdy będzie jej za dużo.

Rysunek 2. Prognozowane zapotrzebowanie na wodór i biometan według sektorów i branż w 2050 roku



Źródło: Forum Energii, „Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce”, czerwiec 2021 r., <https://forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy>

Poza sektorem elektroenergetycznym największe zapotrzebowanie na wodór będzie w lotnictwie, a na biometan w transporcie morskim. Możliwość zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na wodór własną produkcją będzie więc w dużej mierze zależała od rozwoju tych branż. Aby zredukować zapotrzebowanie na nowe moce do produkcji wodoru lub potrzebę jego importu, ważne jest rozwijanie alternatywnych, mniej energochłonnych sposobów transportu dalekobieżnego (w tym kolei).

W celu zaspokojenia zapotrzebowania na zielony wodór we wszystkich sektorach potrzebne będzie strategiczne podejście do jego pozyskiwania. Poza 36 TWh wodoru, które będą produkowane z nadwyżek z energii z OZE w 2050 roku, dodatkowe zapotrzebowanie na wodór może wynieść 83 TWh.

- Brakujący wodór można zapewnić m.in. poprzez:
  - dodatkowe, dedykowane moce wytwórcze,

- import gazu ziemnego i produkcję niebieskiego wodoru,
- import wodoru (niebieskiego, fioletowego lub zielonego),
- import energii elektrycznej w celu wytwarzania większej ilości zielonego wodoru w procesie elektrolizy.

Każda z tych opcji niesie za sobą szanse i ryzyko, które warto rozważyć. Maksymalizacja produkcji zielonego wodoru z krajowych instalacji OZE ma najwięcej zalet w porównaniu z pozostałymi sposobami, ponieważ jest neutralna klimatycznie i zwiększa bezpieczeństwo energetyczne dzięki krajowej produkcji. Wyzwania przestrzenne związane z lokalizacją elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych mogą jednak nie pozwolić na to, by krajowa produkcja OZE w całości pokryła to zapotrzebowanie. Dlatego warto wziąć pod uwagę łączenie różnych opcji pozyskiwania brakującego wodoru, dostrzegając też związane z tym zagrożenia, na przykład:

- produkcja wodoru z energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych byłaby niemal bezemisyjna, ale pośrednio wspierałaby uzależnienie od importu paliwa jądrowego,
- wodór z węgla lub gazu ziemnego nadal nosiłby ślad węglowy, a w przypadku gazu dodatkowo znacznie zwiększałaby się konieczność jego importu,
- elektroliza z importowanej energii elektrycznej nie dawałaby gwarancji, że wodór byłby produkowany ze źródeł bezemisyjnych, jednocześnie zwiększając uzależnienie od energii spoza Polski.

Import zielonego wodoru może więc być ważną opcją pod warunkiem uzyskania pewności, że rzeczywiście nie niesie za sobą śladu węglowego. Importować można też gotowe produkty, np. naftę lotniczą lub amoniak, produkowane z zielonego wodoru. Jednak ważne jest, aby polskie firmy uczestniczyły w łańcuchach dostaw produkcji wodoru poza Polską oraz mogły sprowadzać go w celu zwiększenia krajowego i unijnego bezpieczeństwa energetycznego.

### Jak zapewnić rozwój wodoru i biometanu w Polsce?

1. Planowanie średnioterminowe (2030 rok) i długoterminowe (lata 2040 i 2050) w takich dokumentach jak: „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030”, „Polityka

energetyczna Polski do 2040 roku”, „Długoterminowa strategia przyczyniająca się do wypełnienia zobowiązań zgodnych z porozumieniem paryskim”, czy „Polska strategia wodorowa” powinny uwzględniać analizę:

- zapotrzebowania na zielone gazy w całej gospodarce,
  - zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym, uwzględniając potencjalny popyt na zielony wodór,
  - maksymalizacji potencjału wytwórczego biometanu, energii z energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej) oraz energetyki fotowoltaicznej do produkcji zielonego wodoru.
2. Powinna powstać strategia rozwoju biogazu i biometanu, uwzględniająca krajowy potencjał wytwórczy i nakreślająca ścieżkę rozwoju tej branży zgodnie z ww. dokumentami.
  3. Regulacje powinny niwelować przepaść konkurencyjną między biometanem i zielonym wodorem a ich alternatywą w postaci ropy czy gazu ziemnego poprzez systemy wsparcia, na przykład:
    - wdrożenie systemu typu taryf gwarantowanych (ang. *feed in tariff* – FIT ) dla biogazu dostarczanego do instalacji oczyszczania i wtłaczania biometanu do sieci gazowej lub biometanu bezpośrednio wtłaczanego do sieci gazowej,
    - wsparcie rozbudowy infrastruktury pozwalającej wtłaczać biometan do lokalnych sieci gazowych,
    - wdrożenie systemu typu kontrakt różnicowy (ang. *contract for difference* – CFD) dla przemysłu jako zachęty do przejścia na zielony wodór,
    - wzmacnianie dynamiki zamawianej energii na aukcjach OZE, zwłaszcza dla fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, aby elektrolizery mogły jak najszybciej zacząć korzystać z najtańszej energii z OZE i energii nadwyżkowej.

Tobiasz Adamczewski, kierownik ds. OZE, Forum Energii

Źródła danych i szczegółowe założenia do analiz liczbowych znajdują się w raporcie „Zielone Gazy. Biometan i wodór w Polsce” dostępnym na stronie: <https://forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy>



# Przedsięwzięcia NCBR jako nowe platformy konkursowe dla innowacyjnych projektów Europejskiego Zielonego Ładu

Katarzyna Lenart

Komisja Europejska już w grudniu 2019 roku zaprezentowała założenia Europejskiego Zielonego Ładu (ang. *European Green Deal*). Są one podstawą inicjatyw mających na celu osiągnięcie do 2050 roku przez Unię Europejską neutralności klimatycznej rozumianej jako zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto [1], [2]. Realizację tych działań postanowiło wesprzeć Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR), uruchamiając dziewięć przedsięwzięć badawczych w trybie zamówień przedkomercyjnych. Wszystkie ukierunkowane są na opracowanie w ramach prac badawczo-rozwojowych (B+R) nowych rozwiązań i technologii wspierających osiągnięcie celów Europejskiego Zielonego Ładu. Są one finansowane z Funduszy Europejskich w ramach Programu Inteligentny Rozwój.

Wnioski płynące z opublikowanego w sierpniu 2021 roku raportu Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu – IPCC, dotyczącego postępujących zmian klimatu, nie pozostawiają wątpliwości – im dłużej świat wykorzystuje paliwa kopalne, tym większe jest prawdopodobieństwo katastrofy. Konieczne jest więc niezwłoczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w przeciwnym wypadku skutki zmian klimatu, takie jak ekstremalne susze, powodzie, fale upałów czy podniesienie się poziomu mórz, staną się codziennością zarówno naszą, jak i następnych pokoleń.

Działania priorytetowe, które UE planuje podjąć, dążąc do neutralności klimatycznej zgodnie z założeniami EZŁ, uwzględniają m.in. przejście na czystą, przystępną cenowo i bezpieczną energię, transformację w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym, energooszczędne i zasobooszczędne budownictwo, zrównoważoną mobilność, a także szeroko rozumianą ochronę środowiska, z ograniczeniem zanieczyszczenia powietrza, wód i gleby oraz ulepszoną gospodarką odpadami na czele.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, które postanowiło wesprzeć realizację tych działań, uruchamiając wiele przedsięwzięć badawczych, jest agencją rządową od ponad dekady łączącą świat nauki i biznesu oraz wspierającą prowadzenie prac badawczo-rozwojowych poprzez ich współfinansowanie. Misją NCBR jest realizacja zadań służących społecznemu i gospodarczemu rozwojowi Polski oraz rozwiązywanie konkretnych, cywilizacyjnych problemów jej mieszkańców.

## Zamówienia przedkomercyjne – PCP

Obok standardowego podejścia NCBR do współfinansowania prac B+R w ramach programów grantowych, w których to wnioskodawcy wskazują projekty, które planują realizować, od 2017 roku NCBR oferuje również wsparcie w ramach programów i przedsięwzięć badawczych w trybie zamówień przedkomercyjnych (ang. *Pre-commercial procurement*, PCP). Zamówienie przedkomercyjne polega na tym, że zamawiane są w nim usługi badawczo-rozwojowe, w ramach których powstaje prototyp (demonstrator) innowacyjnego produktu lub technologii,

a dla których „nabywca publiczny nie zastrzega wyników badań i rozwoju wyłącznie do użytku własnego” [3].

Realizując przedsięwzięcia w trybie PCP, NCBR wykorzystuje model przygotowania postępowań pozwalający na identyfikację potrzeb społeczno-gospodarczych,

Schemat przebiegu postępowania w trybie zamówień przedkomercyjnych



Źródło: NCBR.

których rozwiązania i technologie dostępne na rynku ich nie zaspokajają lub do ich zaspokojenia nie są wystarczające. Innymi słowy, w tym przypadku to NCBR, jako zamawiający, wskazuje określony problem badawczy, dla którego wykonawcy opracowują w ramach prac B+R rozwiązanie, oraz tworzy rynek dla nowych, innowacyjnych produktów. Należy również podkreślić, że przygotowując założenia dla przedsięwzięć, NCBR prowadzi szeroko zakrojone konsultacje rynkowe z potencjalnymi wykonawcami i interesariuszami, co pozwala na dogłębne rozpoznanie konkretnych potrzeb, obecnie stosowanych rozwiązań w danym obszarze, a także wykonalności danego rozwiązania. Takie podejście pozwala na dopasowanie założeń przedsięwzięcia do złożoności problemu badawczego. Ponadto, NCBR w przedsięwzięciach w trybie PCP stosuje tzw. model lejka, zgodnie z którym w naborze wyłania kilku wykonawców, z którymi podpisuje umowy na realizację przedsięwzięcia, a następnie, w wyniku selekcji wykonawców do kolejnych etapów, zmniejsza ich liczbę, wybierając najlepsze rozwiązania.

Realizacja przedsięwzięcia w trybie PCP w NCBR przebiega w sposób przedstawiony na zamieszczonym schemacie.

### Zdefiniowanie założeń przedsięwzięcia

NCBR definiuje potrzebę społeczno-gospodarczą lub obszar wymagający wsparcia oraz określa przedmiot przyszłych prac B+R na podstawie przeprowadzonych analiz merytorycznych pod kątem dostępnych rozwiązań oraz konsultacji rynkowych. Ustalany jest cel przedsięwzięcia, jego budżet, harmonogram w podziale na etapy prac oraz szacowana liczba wykonawców.

### Realizacja przedsięwzięcia – nabór wykonawców

Następnie NCBR publikuje dokumentację konkursową (regulamin z niezbędnymi załącznikami, określającymi m.in. wymagania stawiane rozwiązaniu, które ma zostać opracowane, kryteria wyboru wykonawców oraz inne niezbędne informacje) i prowadzi nabór wnioskodawców do przedsięwzięcia. Wnioskodawcy w składanym wniosku oferują sposób rozwiązania danego wyzwania badawczego, wskazując jego cechy i parametry oraz koszt oferowanych przez siebie prac B+R. Po upływie terminu składania wniosków NCBR dokonuje ich oceny, a następnie publikuje listę rankingową, na podstawie której najlepszych wykonawców zaprasza do zawarcia umowy.

### Realizacja prac B+R przez wykonawców

Wykonawcy, z którymi NCBR zawarło umowę, realizują prace B+R, opracowując oferowane rozwiązania, a następnie przekazują je do odbioru i oceny. Na tej podstawie NCBR prowadzi selekcję wykonawców do kolejnych etapów przedsięwzięcia (lejek), stopniowo zmniejszając liczbę wykonawców, a jednocześnie wybierając najlepsze rozwiązania. Z każdym kolejnym etapem przedsięwzięcia rośnie poziom gotowości technologicznej opracowywanego rozwiązania, zaś w ostatnim etapie NCBR wymaga opracowania rozwiązania w pełnej skali (demonstrator rozwiązania).

### Zakończenie przedsięwzięcia i komercjalizacja rozwiązań

Przedsięwzięcie kończy się wyborem najlepszego rozwiązania. Po jego zakończeniu wykonawcy dokonują komercjalizacji rozwiązań, a strony zainteresowane wypracowanym w ramach postępowania rozwiązaniem mogą przystąpić do zakupu opracowanych produktów.

### Wsparcie – jakie i dla kogo?

W ramach przedsięwzięć w trybie PCP, NCBR wypłaca wykonawcom wynagrodzenie za zrealizowanie określonych prac i opracowanie określonych wyników (nie jest to refundacja poniesionych kosztów, jak w przypadku projektów grantowych). Wykonawcy realizujący prace B+R w ramach przedsięwzięć mają zapewnione finansowanie tak długo, jak długo spełniają oni postawione przed nimi i zapisane w umowie wymagania (jeżeli jednak dany wykonawca w wyniku selekcji na którymś etapie odpadnie z dalszego udziału, nie będzie zmuszony do zwrotu otrzymanego dofinansowania, a po zakończeniu prac B+R będzie mógł komercjalizować wypracowane rozwiązanie na konkurencyjnych zasadach). Ponadto, możliwe jest ubieganie się przez wykonawców o zaliczki na kolejne etapy realizacji projektu [4].

Przedsięwzięcia w trybie PCP są skierowane do wszystkich zainteresowanych podmiotów – zarówno przedsiębiorców, uczelni wyższych, instytutów badawczych i innych jednostek, jak i konsorcjów wyżej wymienionych podmiotów.

### Przedsięwzięcia PCP wspierające Europejski Zielony Ład

W odpowiedzi na zaprezentowane przez Komisję Europejską założenia Europejskiego Zielonego Ładu, NCBR w 2020 i 2021 roku uruchomiło 9 przedsięwzięć w trybie PCP, dla których zdefiniowano wyzwania badawcze (zob. tabela na s. 25).

Wybór wymienionych obszarów nie jest przypadkowy – nawiązują one bezpośrednio do działań priorytetowych Europejskiego Zielonego Ładu, a więc do dostępu do czystej energii, energooszczędnego budownictwa, gospodarki o obiegu zamkniętym czy ochrony środowiska i gospodarki odpadami. Co więcej, tematyka scharakteryzowanych w zamieszczonej tabeli przedsięwzięć stanowi również odpowiedź na zdefiniowane w NCBR potrzeby społeczno-gospodarcze Polski. Uruchamiając przedsięwzięcia w trybie PCP, NCBR ma na celu również stymulację rozwoju wskazanych obszarów, a w niektórych przypadkach (Innowacyjna biogazownia) tworzy dopiero rynek.

We wszystkich wskazanych przedsięwzięciach zakończono nabory wykonawców do postępowania. Obecnie trwa podpisywanie umów z wykonawcami, a w kilku przedsięwzięciach rozpoczęła się już faza prac B+R. W zależności od przedsięwzięcia, pierwsze wyniki prac zostaną dostarczone NCBR już na początku przyszłego roku. Każde ze wskazanych w tabeli na s. 25 przedsięwzięć zakłada opracowanie co najmniej jednego demonstratora technologii, a dodatkowo dla większości przedsięwzięć przewidziano publikację rekomendacji – dobrych praktyk dla danego obszaru w celu edukacji rynku oraz umożliwienia bazowania na opracowanym rozwiązaniu. Zakończenie przedsięwzięć, wraz z oddaniem demonstratorów technologii do użytku, planowane jest na III–IV kwartał 2023 roku.

Mimo że nabory do dziewięciu przedsięwzięć wspierających *Green Deal* zostały zamknięte, NCBR nadal poszukuje wymagających wsparcia obszarów wpisujących się w założenia Europejskiego Zielonego Ładu. W tym celu w najbliższym czasie NCBR rozpocznie konsultacje rynkowe (dialog techniczny). Zachęcamy do śledzenia strony internetowej NCBR ([gov.pl/ncbr](http://gov.pl/ncbr)) i zgłaszania swoich pomysłów na nowe przedsięwzięcia.

### Współpraca z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

W celu kompleksowego wsparcia wykonawców w tworzeniu i wdrażaniu nowych, innowacyjnych rozwiązań, NCBR oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w kwietniu



## Wyzwania badawcze w dziewięciu przedsięwzięciach realizowanych przez NCBR w trybie PCP

Przedsięwzięcie	Wyzwanie badawcze
Budownictwo efektywne energetycznie i procesowo	Opracowanie innowacyjnych technologii 2D (prefabrykowanej) i 3D (modułowej) w konstrukcji budynku jednorodzinnego i wielorodzinnego o możliwie najlepszym, optymalnie zerowym lub pozytywnym bilansie rocznym zużycia energii, niskim śladzie węglowym, efektywnym wykorzystaniu wody deszczowej oraz o niskiej cenie, dla trzech strumieni – budownictwa społecznego, budownictwa senioralnego oraz budownictwa jednorodzinnego, z opracowaniem budynków demonstracyjnych dla każdego strumienia.
Innowacyjna biogazownia	Opracowanie technologii uniwersalnej (w kontekście wykorzystywanego substratu), bezodorowej, samowystarczalnej i zautomatyzowanej biogazowni, wytwarzającej biometan, który może być bezpośrednio wtłaczany do gazowej sieci dystrybucyjnej w Polsce, lub sprężony i wykorzystywany w transporcie.
Oczyszczalnia przyszłości	Opracowanie innowacyjnej technologii oczyszczania ścieków, umożliwiającej zagospodarowanie oczyszczonych ścieków (odnowę i odzysk wody), ograniczenie utraty pierwiastków biogenych oraz zanieczyszczenia nimi środowisk wodnych (odzysk biogenów), usunięcie ze ścieków mikrozanieczyszczeń takich jak farmaceutyki, pestycydy i mikroplastik oraz efektywne zagospodarowanie powstałych osadów ściekowych, z opracowaniem pełnoskalowej oczyszczalni ścieków jako demonstratora technologii.
Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE	Opracowanie innowacyjnej technologii oraz innowacji procesowych umożliwiających modernizację istniejących systemów ciepłowniczych przy wykorzystaniu technologii OZE w celu potwierdzenia hipotezy badawczej o rynkowej wykonalności systemu ciepłowniczego, który dostarczać będzie ciepło ze źródeł odnawialnych o udziale minimum 80%, przy utrzymaniu akceptowalnej ceny dla odbiorcy.
Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym	Opracowanie innowacyjnej technologii uniwersalnego systemu wytwarzania i magazynowania energii do celów grzewczych w połączeniu z kogeneracją wykorzystującą odnawialne źródła energii dla autobilansowania lokalnego systemu elektroenergetycznego.
Magazynowanie energii elektrycznej	Opracowanie technologii innowacyjnych ogniw galwanicznych oraz systemu magazynowania energii elektrycznej, który może być wykorzystywany do magazynowania energii elektrycznej w magazynach stacjonarnych do zastosowań domowych i przemysłowych.
Magazynowanie ciepła i chłodu	Opracowanie energooszczędnych systemów dostarczających ciepło i chłód dla domu i biura, wykorzystujących innowacyjne technologie magazynowania ciepła i chłodu m.in. poprzez czerpanie maksymalnej, dostępnej w danym czasie energii z OZE i dystrybuowanie jej w zależności od zapotrzebowania budynku. Systemy muszą cechować się wysoką sprawnością, minimalnymi stratami energii, stabilnością dystrybucji ciepła/chłodu, optymalną kubaturą dla ostatecznego zastosowania, a także muszą być nieszkodliwe dla środowiska.
Technologie domowej retencji	Opracowanie innowacyjnego systemu do magazynowania i oczyszczania wody deszczowej, który zminimalizuje pobór wody z wodociągu i zastąpi ją wodą deszczową, a także zminimalizuje ilość ścieków oddawanych do kanalizacji, zapewniając tym samym możliwość magazynowania i zatrzymywania wody z deszczy nawalnych, zapobiegając tym samym narastającym suszom i powodziom w Polsce.
Wentylacja dla szkół i domów	Opracowanie innowacyjnej, efektywnej ekonomicznie technologii wentylacji mechanicznej z regulacją temperatury powietrza nawiewanego, przeznaczonej dla istniejących już budynków mieszkalnych i szkół, zapewniającej obniżanie poziomu stężenia CO <sub>2</sub> , zanieczyszczeń mikrobiologicznych, filtrację zanieczyszczeń pyłowych PM2.5 i PM10, gwarantującą wysoką jakość powietrza przy zachowaniu utraty energii i wilgotności.

2021 roku zawarły umowę o współpracy, w ramach której stworzą ekosystem innowacji, pozwalający na dalsze finansowane w ramach programów priorytetowych NFOŚiGW rozwiązań i technologii wypracowanych w ramach przedsięwzięć NCBR.

Zgodnie z założeniami współpracy, NCBR będzie odpowiedzialne za zapewnienie etapu badawczo-rozwojowego (a więc uruchomienie przedsięwzięć badawczych po rozpoznaniu konkretnych potrzeb na podstawie dialogu z rynkiem, ekspertami oraz na podstawie własnych analiz), natomiast NFOŚiGW na podstawie informacji dotyczących opracowanych rozwiązań bądź standardów zapewni wykonawcom wsparcie w ich wdrożeniu za pomocą programów priorytetowych. Obecnie instytucje wspólnie wypracowują konkretne działania oraz narzędzia wsparcia, a o swoich działaniach będą informować m.in. na stronach internetowych.

Przedsięwzięcia: Budownictwo efektywne energetycznie i procesowo, Innowacyjna biogazownia, Oczyszczalnia przyszłości, Magazynowanie energii elektrycznej, Magazynowanie Ciepła i Chłodu, Technologie domowej retencji, Wentylacja dla szkół i domów są realizowane w ramach projektu pozakonkursowego „Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez realizację przedsięwzięć badawczych w trybie innowacyjnych zamówień publicznych w celu wsparcia realizacji strategii Europejskiego Zielonego Ładu” w ramach poddziałania 4.1.3 Innowacyjne metody zarządza-

nia badaniami Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój. Przedsięwzięcia: Ciepłownia przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE oraz Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym są współfinansowane ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach poddziałania 4.1.3 Innowacyjne metody zarządzania badaniami Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020, w ramach projektu „Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wdrożenie nowego modelu finansowania przełomowych projektów badawczych”.

**Katarzyna Lenart, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju**

### Bibliografia

- [1] Komisja Europejska, Europejski Zielony Ład, dostęp on-line: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_pl](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl)
- [2] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Bruksela, grudzień 2019.
- [3] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Zamówienia przedkomercyjne: wspieranie innowacyjności w celu zapewnienia trwałości i wysokiej jakości usług publicznych w Europie”, Bruksela, grudzień 2007.
- [4] Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Zamówienia przedkomercyjne (PCP), czyli co zamiast programów grantowych?, dostęp on-line: <https://www.gov.pl/web/ncbr/zamowienia-przedkomercyjne-czyli-co-zamiast-programow-grantowych>

Raport NFOŚiGW

# Jesteśmy gotowi do transformacji energetycznej

Maciej Chorowski

Przyjęta przez rząd „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” wskazuje energetykę jądrową jako optymalne zabezpieczenie stabilności bazy energetycznej. Jednak ważnym dopełnieniem ma być też energia z gazu ziemnego, zapewne „zazieleniona”, z domieszką metanu ze źródeł odnawialnych, na przykład z biogazowni. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jest gotowy do wszechstronnych działań na rzecz stworzenia w Polsce nowego, ekologicznego miksu energetycznego.

**N**a naszych oczach dzieje się „zielona” rewolucja, a Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – jako największe w Polsce źródło finansowania projektów proekologicznych – jest i będzie jej ważnym uczestnikiem. Można śmiało powiedzieć, że nadchodzi epoka zmian, w której NFOŚiGW w istocie staje się funduszem klimatycznym. Zrównoważony rozwój, adaptacja do zmian klimatu, transformacja energetyczna, przejście na odnawialne źródła energii, ekomobilność, zielono-niebieska infrastruktura, niskoemisyjna gospodarka obiegu zamkniętego, racjonalne wykorzystywanie wody – to hasła, które obecnie wyznaczają kierunki rozwoju Polski i świata. NFOŚiGW, dysponując największym w kraju potencjałem finansowym w sferze ochrony klimatu i środowiska, ma w tej mierze do odegrania niebagatelną rolę.

## Cele do osiągnięcia

Nadrzędnym celem, nie tylko dla Polski, ale i dla całej Unii Europejskiej, jest obecnie dążenie do gospodarki neutralnej klimatycznie, polegającej na ograniczeniu wykorzystania surowców kopalnych, a zwiększeniu wykorzystania alternatywnych, odnawialnych źródeł pozyskiwania energii elektrycznej i ciepła oraz efektywności energetycznej i gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ) w gospodarstwach domowych, przedsiębiorstwach i regionach. Finansowanie przedsięwzięć w tym zakresie, planowane przez NFOŚiGW, obejmuje zwłaszcza budowę nowych i modernizację istniejących źródeł energii oraz systemów energetycznych i ciepłowniczych wraz z rozbudową i modernizacją sieci, upowszechnianie OZE i termomodernizacji budynków, a także rozwiązań wdrażających GOZ i recykling odpadów. Jednocześnie w najbliższym czasie bardzo ważne będzie wspieranie projektów rozwijających transport nisko- i zeroemisyjny.

## Polska i NFOŚiGW w Europie

Zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu, do 2050 roku Europa ma stać się pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu. Plan Unii Europejskiej pod hasłem „Fit for 55” przewiduje do 2030 roku redukcję emisji dwutlenku węgla co najmniej o 55 proc. w stosunku do 1990 roku. Z uwagi na to, że europejski transport odpowiada za 12 proc. emisji gazów cieplarnianych, już od 2035 roku na obszarze UE ma być zakończona produkcja samo-

chodów z silnikami spalinowymi i ustanowiony zakaz ich sprzedaży. Państwa unijne mają wprowadzić prawny wymóg, żeby wszystkie nowo produkowane auta były zeroemisyjne. Do 2030 roku na terenie UE powinno powstać 3,5 mln stacji ładowania aut elektrycznych, a do 2050 roku ich liczba ma się zwiększyć do 16,3 mln. To zaledwie jeden „transportowy” wycinek planowanych, radykalnych zmian w podejściu do ochrony klimatu i środowiska. Obszarów, które mają być poddane gruntownej, ekologicznej transformacji jest znacznie więcej. Polska, jako kraj, a tym samym również NFOŚiGW jako państwowa osoba prawna odpowiedzialna za finansowanie ekorozwoju kraju, będzie ważnym uczestnikiem tych przemian.

## Transformacja energetyki

Polska, podobnie jak cała UE, zgodnie z koncepcją Europejskiego Zielonego Ładu, będzie musiała przejść transformację energetyczną w kierunku źródeł odnawialnych, co jest o tyle trudne, że obecnie ponad 70 proc. naszej energetyki funkcjonuje, wykorzystując węgiel. Z tradycyjnego miksu energetycznego trzeba będzie w sposób kontrolowany usuwać węgiel, ale na samych OZE nie uda się zbudować bezpieczeństwa energetycznego kraju. Tym bardziej że jest to źródło niestabilne, zależne od natężenia słońca czy siły wiatru. Przyjęta przez rząd „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” wskazuje na potrzebę rozwoju w naszym kraju energetyki jądrowej jako optymalnego zabezpieczenia stabilności bazy energetycznej, choć wybór technologii i partnerów w tym zakresie pozostaje sprawą otwartą. Dopełnieniem będzie energia z gazu ziemnego. NFOŚiGW jest gotowy do wszechstronnych działań na rzecz stworzenia w Polsce nowego, ekologicznego miksu energetycznego.

## Nowy miks energetyczny

Prawdą jest, że zasoby paliw kopalnych są ograniczone. Wprawdzie teoretycznie one też są odnawialne, ale trwa to kilkadziesiąt milionów lat, więc czekać nie można. Czy zatem energetyka odnawialna rozwiąże problemy? Tradycyjny miks energetyczny, budowany przez dziesięciolecia, a nawet wieki, zakładał istnienie pewnej, stałej podstawy. Niektóre kraje wybrały gaz, inne węgiel, jeszcze inne atom. Uzupełnieniem tej bazy była energetyka regulacyjna, a także inne źródła. Dziś próbuje się tę bazę zastąpić energią odnawialną, która ma jedną, podstawową wadę: nie jest stabilnym źródłem. Czasem tej energii jest dużo więcej niż potrzeba, a później,

gdy nie ma słońca albo gdy nie wieje wiatr, zaczyna jej brakować. Pojawiają się „dziury” i trzeba je czymś wypełnić. Pozostaje energetyka atomowa i gazowa.

### Rola gazu i biogazu

Jeśli gaz, to kluczowe są stabilne dostawy. Jeżeli będą zapewnione, można gazem zastąpić dotychczasową stabilną podstawę, czyli węgiel. Dodatkowo, czeka nas zapewne prawne „zazielonienie” gazu, a więc przesunięcie tego paliwa do kategorii źródła ekologicznego. Do tego wystarczy np. pewna domieszka metanu ze źródeł odnawialnych, choćby z biogazowni. Warto wspomnieć, że NFOŚiGW uruchomił kolejną odsłonę programu Agroenergia, którego druga część dotyczy m.in. dofinansowania biogazowni rolniczych wraz z towarzyszącą instalacją wytwarzania biogazu rolniczego (o mocy do 500 kW). Duże znaczenie w tym kontekście ma także program Nowa Energia, a ściślej jeden z sześciu jego obszarów pod nazwą „Stabilne bezemisyjne źródła energii”. W ramach tej części NFOŚiGW będzie wspierał przedsięwzięcia mające na celu wdrożenie technologii, m.in. produkcji biometanu, z jednoczesnym zagospodarowaniem odpadowego CO<sub>2</sub>, energetycznego wykorzystania biomasy i odpadów, tworzenia biogazowni (również mobilnych) oraz wytwarzania i wykorzystywania biopaliw. Korzystając z pasma dopuszczalnych rozwiązań, Polska może dojść do dobrego miksu energetycznego. Decyzje muszą zapadać szybko i wiele już udało się zrobić. NFOŚiGW wprowadził na przykład program Mój Prąd, który daje dziś energetyce wiele gigawatów energii z fotowoltaiki.

### Ciepłownictwo do przebudowy

Mając bazę energetyki odnawialnej, NFOŚiGW zmienia teraz ciepłownictwo w powiatach. W Polsce mamy jedną z najlepiej rozwiniętych sieci ciepłowniczych w Europie, ale problemem jest to, że 85 proc. tych systemów w naszym kraju nie spełnia wymogów dyrektywy o efektywności energetycznej. System efektywny w znacznym stopniu korzysta bowiem ze źródeł odnawialnych i kogeneracji. W tym kontekście ciepłownictwo w Polsce pilnie wymaga modernizacji. Zgodnie z dyrektywą MCP (ang. *Medium Combustion Plants*) dla tzw. średnich obiektów energetycznego spalania, wszystkie źródła o mocy powyżej 1 MW będą zobowiązane do znacznego obniżenia poziomu emisji pyłów, dwutlenku siarki i tlenków azotu do 2030 roku. Przedsiębiorstwa ciepłownicze będą musiały ponieść duże nakłady inwestycyjne na instalację dodatkowych urządzeń wychwytyjących pyły i związki chemiczne. Mniejsze ciepłownie mają

trudności z dostępem do kapitału na inwestycje, a wiadomo, że takie zmiany oznaczają olbrzymie nakłady finansowe. To właśnie dlatego NFOŚiGW uruchomił program Ciepłownictwo Powiatowe, który umożliwił małym podmiotom dostęp do wcześniej niedostępnego rynku finansowego i pozyskanie przez nie kapitału inwestycyjnego na atrakcyjnych warunkach. Program zakłada remonty i przebudowę około 300 ciepłowni działających pod rygiem ETS. Wiele z nich stoi na progu bankructwa, ponieważ cena emisji tony CO<sub>2</sub> przekracza już 50 euro. Te ciepłownie muszą stać się elektrociepłowniami – zasilanymi na przykład gazem – wykorzystującymi turbiny gazowe dające dużą stabilność.

### „Zielona” rewolucja dla każdego

Wielka klimatyczna reforma, nazywana często „zieloną” rewolucją, w praktyce obejmie niemal wszystkie branże, nie tylko wspomnianą energetykę i ciepłownictwo, ale także przemysł, sektor wydobywczy, budownictwo, transport i mobilność, gospodarkę odpadową, rolnictwo, zarządzanie wodą itp. Aby osiągnąć te ambitne cele ekologiczne, przez wielu uznawane nawet za zbyt daleko idące i nierealistyczne, w państwach członkowskich Unii Europejskiej, oczywiście nie wyłączając Polski, konieczne będą intensywne i wielokierunkowe działania w sferze ochrony klimatu i środowiska. Skutki „zielonej” rewolucji może odczuć każde gospodarstwo domowe, a na pewno musi być do niej przygotowane i sprostać jej wymogom państwo polskie, ze swoimi strukturami i instytucjami.

### Lider ekotransformacji

Obecnie, gdy polityka ochrony środowiska zmienia się w politykę klimatyczną, rola NFOŚiGW będzie rosła. To instytucja, która umożliwi Polsce realizację celów na poziomie unijnym. Przez lata głównym celem dla NFOŚiGW była ochrona środowiska, zwłaszcza usuwanie skutków ogromnej degradacji naturalnego otoczenia odziedziczonej po PRL. Działania służyły zatem cofaniu niekorzystnych zmian i powrotowi do pierwotnego stanu. Teraz polityka środowiskowa musi być widziana w szerszym kontekście polityki klimatycznej i transformacji energetyki, obu o charakterze dynamicznym.

### Rola i potencjał NFOŚiGW

Do podejmowania i realizacji założeń „zielonej” rewolucji NFOŚiGW jest dobrze przygotowany, mając odpowiedni potencjał (merytoryczny, kompetencyjny, kadrowy, organizacyjny, finansowy) oraz stosowne, wieloletnie doświadczenia. Nasza instytucja

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie we współpracy z GAZ-SYSTEM S.A. zapraszają na studia dualne II stopnia o profilu praktycznym na kierunku:

## Inżynieria Naftowa i Gazownicza

Szczegóły na stronie:  
[kandydaci.agh.edu.pl](http://kandydaci.agh.edu.pl)



od ponad trzech dekad pełni ważną rolę w realizacji ekologicznej polityki państwa, będąc głównym ogniwem polskiego systemu finansowania ochrony środowiska i gospodarki wodnej. A tworzy go wraz z 16 wojewódzkimi funduszami ochrony środowiska i gospodarki wodnej (WFOŚiGW) oraz Bankiem Ochrony Środowiska (BOŚ SA). Fundusze wojewódzkie finansują przedsięwzięcia proekologiczne w regionach, a BOŚ SA wspiera działania NFOŚiGW i współpracuje z WFOŚiGW, co umożliwia szeroką i efektywną dystrybucję środków na różnorodne projekty i inwestycje w sektorze ochrony klimatu i środowiska.

### Odwaga i rozważa w działaniu

Wdrażanie radykalnej, europejskiej reformy klimatycznej wymagać będzie działań odważnych, ale jednocześnie rozważnych, z uwzględnieniem polskiej specyfiki i kwestii zasadniczej – realności, wykonalności i efektywności projektowanych zmian. Nie jest bowiem tak, że przedstawiony przez Komisję Europejską pakiet „Fit for 55” to plan gotowy do wprowadzenia, bezdyskusyjny i bezalternatywny. Przeciwnie, wymaga szerokiej i poważnej debaty, a polscy eksperci wskazują na wiele zagrożeń związanych z jego realizacją, takich jak gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej i ciepłej, komunikacji i transportu, mieszkań oraz usług i produktów. Reforma może doprowadzić do drastycznego ograniczenia mobilności, kryzysu w branży transportowej, przemyśle motoryzacyjnym, budownictwie, nie wspominając o sektorze wydobywczym i paliwowym. Problemem jest plan rozciągnięcia systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> na nowe branże bez oceny skutków tych rozwiązań, a także skreślenie gazu jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej oraz niedoceniając leśnictwa i rolnictwa w pochłanianiu dwutlenku węgla.

### Misja i główne obszary działania

Misją NFOŚiGW jest efektywne wspieranie działań na rzecz środowiska i transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, ze szczególnym uwzględnieniem absorpcji środków zagranicznych. Do głównych obszarów wspieranych finansowo należą: transformacja w kierunku niskoemisyjnej gospodarki, poprawa jakości powietrza, adaptacja do zmian klimatu, przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, w tym gospodarowanie odpadami, poprawa gospodarki wodno-ściekowej oraz działania na rzecz ochrony przyrody. Wypełniając swoją misję, NFOŚiGW stosuje różne formy finansowania proekologicznych projektów: dotacje, preferencyjne pożyczki, umorzenia, częściowe spłaty kapitału kredytów bankowych, dopłaty do oprocentowania kredytów bankowych oraz inwestycje kapitałowe. Głównymi beneficjentami NFOŚiGW są jednostki samorządu terytorialnego, przedsiębiorstwa, państwowe jednostki budżetowe, uczelnie, organizacje pozarządowe, administracja państwowa oraz osoby prywatne.

### Wdrażanie funduszy zagranicznych

Realizując zadania na rzecz cywilizacyjnego i gospodarczego rozwoju Polski oraz poprawy jakości życia obywateli, NFOŚiGW wykorzystuje pozycję największego polskiego partnera międzynarodowych instytucji finansowych i zarazem lidera we wdrażaniu funduszy europejskich i innych zagranicznych mechanizmów finansowania ochrony klimatu i środowiska. W sektorze finansów publicznych NFOŚiGW pełni funkcję instytucji wdrażającej dla I i II osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura

i Środowisko 2014–2020 (POLiŚ 2014–2020), którego zasadniczym celem jest wspieranie gospodarki racjonalnie wykorzystującej zasoby środowiska, a także instytucji wdrażającej dla mających podobne założenia funduszy norweskich i Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014–2021. Ponadto, nasza instytucja jest Krajowym Punktem Kontaktowym Programu LIFE w Polsce.

### Dokonania w liczbach

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej powstał w okresie transformacji ustrojowej w 1989 roku i od tego czasu nieprzerwanie wspiera największe, strategiczne i innowacyjne przedsięwzięcia proekologiczne w Polsce. W latach 1989–2021 liczba umów podpisanych z beneficjentami przekroczyła 152 000 (z wyłączeniem programów masowych jak Mój Prąd czy Moja Woda), przy czym około 148 500 z nich dotyczyło środków krajowych, a ponad 3500 środków zagranicznych. Równie imponująco przedstawiał się w tym samym czasie łączny koszt projektów wspartych przez NFOŚiGW, który przekroczył 270 mld zł, z czego 176,7 mld zł, a więc niemal dwie trzecie, stanowiły środki krajowe, a 93,3 mld zł środki zagraniczne, zwłaszcza unijne, przede wszystkim z POLiŚ. Obecny poziom finansowania ochrony klimatu i środowiska przez NFOŚiGW to ponad 6 mld zł rocznie, przy czym 59 proc. tej ogromnej kwoty pochodzi ze środków krajowych, a 41 proc. ze środków zagranicznych.

### Główne programy w realizacji

Rocznie NFOŚiGW realizuje kilkadziesiąt programów priorytetowych oraz działań i poddziałań w ramach środków zagranicznych, których zasadniczym celem jest ekorozwój Polski i poprawa jakości życia Polaków. Nie sposób omówić tutaj wszystkie, ale warto zwrócić uwagę na programy o charakterze cywilizacyjnym, zwiększające komfort życia poszczególnych rodzin i osób.

Systematycznie przyspiesza program Czyste Powietrze, mający na celu ograniczenie niskiej emisji poprzez masową likwidację w domach pieców węglowych (tzw. kopciuchów) i gruntowną termomodernizację budynków mieszkalnych. To największy tego typu program w Europie. Dzięki ścieżce bankowej i współpracy z samorządami jest on już powszechnie dostępny. W 2022 roku do WFOŚiGW w ramach tego programu będzie wpływać tygodniowo około 6 tys. wniosków od osób fizycznych. Jednocześnie NFOŚiGW finansuje wiele innych przedsięwzięć niskoemisyjnych w ramach zespołu działań pod hasłem „Stop smog”. Z sukcesem realizowany jest także „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego i przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE”.

Już dzisiaj gigawaty energii z OZE zapewnia program priorytetowy Mój Prąd, ukierunkowany na szerokie stosowanie fotowoltaiki prosumenckiej. Celem NFOŚiGW jest maksymalizowanie zużycia energii pochodzącej z przydomowych instalacji fotowoltaicznych w miejscu jej wytworzenia. Aby tak się działo, z jednej strony tworzone będą odpowiednie zachęty finansowe: temu będzie służyć czwarta edycja programu Mój Prąd, a z drugiej strony systemy zarządzania energią na poziomie pojedynczego prosumenta oraz systemy akumulacji energii w postaci ciepła i chłodu.

Dużym zainteresowaniem ze strony osób prywatnych cieszył się i z powodzeniem kontynuowany jest program Moja Woda, upowszechniający małą retencję, czyli zatrzymywanie wody na posesjach i racjonalne gospodarowanie wodą. Równolegle

NFOŚiGW finansuje działania retencyjne podejmowane przez gminy w zakresie wychwytywania i zagospodarowania wód opadowych i retencji terenowej.

Ważnym i stale wzmocnianym kierunkiem działania NFOŚiGW jest rozwój i upowszechnianie transportu zeroemisyjnego. Transformacja w tej dziedzinie dokonuje się z pomocą programu Mój Elektryk, dzięki któremu osoby fizyczne otrzymują z NFOŚiGW dotacje do zakupu samochodów elektrycznych i wodorowych, a firmy i instytucje za pośrednictwem banków skorzystają z dopłat do leasingu pojazdów zeroemisyjnych. Poprawie jakości powietrza służy także kolejna odsłona programu Zielony Transport Publiczny, skierowanego do organizatorów komunikacji miejskiej.

### Priorytety NFOŚiGW

W działaniach NFOŚiGW w 2022 roku będą utrzymane i wzmocnione następujące priorytety:

- transformacja w kierunku niskoemisyjnej gospodarki, w tym zwłaszcza troska o czyste powietrze i rozwój ekomobilności,
- adaptacja do zmian klimatu, w tym skuteczne zarządzanie ryzykiem i odporność na klęski żywiołowe,
- transformacja energetyczna (efektywność energetyczna, OZE, inteligentne systemy i sieci energetyczne, systemy magazynowania energii),
- przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, wraz ze skutecznym oszczędzaniem zasobów i gospodarowaniem odpadami,

- zrównoważona gospodarka wodna, w tym poprawa systemu wodno-ściekowego,
- wielokierunkowe działania na rzecz ochrony przyrody i zachowania bioróżnorodności, przy systematycznym rozwijaniu i upowszechnianiu edukacji ekologicznej.

### Strategia do 2024 roku

„Strategia działania Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej na lata 2021–2024” kładzie nacisk na adaptację do zmian klimatu i walkę z zanieczyszczeniem atmosfery. W dążeniu do poprawy jakości powietrza i tworzeniu gospodarki neutralnej klimatycznie wyzwaniem dla NFOŚiGW będzie pozyskiwanie nowych źródeł przychodów, które umożliwią realizację ambitnych celów ujętych w „Planie zielonych inwestycji” za pomocą takich nowych instrumentów jak Fundusz Modernizacyjny, Fundusz Transformacji Energetycznej czy Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. Zamierzone efekty NFOŚiGW w 2022 roku i kolejnych latach będzie osiągał również poprzez działania w ramach Polskiego Ładu, z wykorzystaniem środków z Krajowego Planu Odbudowy, wpisanego w plan odbudowy Unii Europejskiej. Te ogromne fundusze staną się wielkim impulsem rozwojowym Polski i szansą na szybkie uruchomienie inwestycji kluczowych dla transformacji energetyki, transportu oraz innych dziedzin życia.

Prof. Maciej Chorowski, prezes Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

## Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W lipcu i sierpniu 2021 roku działalność standaryzacyjna IGG, w tym spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe i nowelizujące ustanowione w poprzednich latach dokumenty standaryzacyjne, prowadzona była przede wszystkim w trybie zdalnym.

Od 1 sierpnia funkcję przewodniczącego KST pełni Grzegorz Roślonek (PGNiG), który zastąpił Kazimierza Nowaka, wieloletniego przewodniczącego. W lipcu i sierpniu odbyły się spotkania Prezydium KST dotyczące głównie podejmowania nowych tematów prac standaryzacyjnych, rozpatrywano m.in. potrzebę opracowania standardu dotyczącego infrastruktury gazowej dla gazu zawierającego domieszki wodoru.

W sierpniu kontynuowana była konferencja uzgodnieniowa dla **ST-IGG-3701 Stacje regazyfikacji LNG** (kierownikiem zespołu jest Adam Bogucki, PGNiG). Pierwszą część tej konferencji przeprowadzono w lutym br., podjęto wówczas decyzję o wprowadzeniu istotnych zmian redakcyjnych.

W lutym br. KST zaakceptował utworzenie zespołu roboczego do opracowania DS, zastępujących normy krajowe serii PN-C-04750 do 04752 dotyczące jakości gazu ziemnego w Polsce. W lipcu odbyło się spotkanie inauguracyjne prace ZR 44, którego zadaniem jest opracowanie standardów zastępujących wymienione normy krajowe, a także uwzględniających w nich inne paliwa gazowe, takie jak wodór i LNG.

Zakończone zostały prace nad standardem **ST-IGG-3301:2021 Horyzontalne przewiertki sterowane**. Na najbliższym posiedzeniu KST, które zaplanowano na 16 września, rozpatrywany będzie wniosek kierownika zespołu (Jacek Janicki, ZRB Janicki) o zatwierdzenie standardu.

W lipcu rozpoczęto prace nad kolejną, drugą już nowelizacją **ST-IGG-0201:2018 Protokół komunikacyjny SMART-GAS**. Prace prowadzone są w ZR 2B, którego kierownikiem jest Bartosz Pisarek (GAZ-SYSTEM). Do zespołu dołączyli przedstawiciele firm zainteresowanych nowelizacją, a prace będzie koordynował zastępca kierownika, Zbigniew Łaskarzewski (AIUT).

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 **ST-IGG-0101** dotyczącego wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym; w lipcu i sierpniu, mimo okresu wakacyjnego, odbywały się spotkania zespołu w trybie on-line. Zespół ocenia, że projekt standardu w zasadzie jest już gotowy.

ZR 2A (kierownik Wojciech Laszuk, PSG) – w opracowaniu jest nowy standard dotyczący układów rozliczeniowych, od końca maja spotkania odbywają się co dwa tygodnie; do opracowania pozostało kilka rozdziałów.

ZR 2B (kierownik Bartosz Pisarek, GAZ-SYSTEM) – oprócz rozpoczęcia drugiej nowelizacji **ST-IGG-0201**, zespół pracuje intensywnie nad standardem **ST-IGG-0204** dla przeliczników i rejestratorów i ocenia, że zakończenie prac możliwe jest jeszcze w tym roku;

ZR 3 (kierownik Joanna Pindelska, PSG) opracowuje nowelizację standardów **ST-IGG-0301** i **ST-IGG-0302** dotyczących prób ciśnieniowych gazociągów z PE, w ocenie zespołu prace są bardzo zaawansowane.

ZR 5 (kierownik Rafał Fiołek) podjął się nowelizacji **ST-IGG-0501, T-IGG-0502** i **ST-IGG-0503** dotyczących stacji gazowych, która okazała się konieczna po opublikowaniu nowej normy europejskiej.

ZR 6 (kierownik Marek Fiedorowicz, GAZ-SYSTEM) pracuje nad drugą nowelizacją **ST-IGG-0602 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie**.

ZR 13 (kierownik Marcei Ptak, PSG) kończy prace nad standardem **ST-IGG-1301 Rozruch i ruch próbnny**.

ZR 36 (kierownik Mateusz Bil, GAZ-SYSTEM) pracuje nad standardami **ST-IGG-3601** i **ST-IGG3602** dotyczącymi inspekcji rurociągów tłokami.

ZR 38 (kierownik Grzegorz Okaj, GAZ-SYSTEM) pracuje nad standardem **ST-IGG-3801** dotyczącym kompensacji naprężeń w gazociągach.

ZR 41 (kierownik Błażej Soćko, GA-Z-SYSTEM) opracowuje standard **ST-IGG-4101** dotyczący metod określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej.

Sekretariat KST

# Zielone zamówienia publiczne narzędziem wsparcia transformacji klimatycznej

Magdalena Olejarz

Państwa Unii Europejskiej, przyjmując wraz z Europejskim Zielonym Ładem ambitny cel, jakim jest przekształcenie Unii Europejskiej w gospodarkę neutralną klimatycznie, a jednocześnie konkurencyjną i sprzyjającą włączeniu społecznemu, podjęły się zadania, które – z jednej strony – jest koniecznością wynikającą z obecnego stanu środowiska naturalnego oraz związanych z tym zagrożeń klimatycznych, społecznych i ekonomicznych, a z drugiej – wymagać będzie przeorientowania polityki europejskiej w wielu dziedzinach, takich jak produkcja energii, przemysł, transport, budownictwo i infrastruktura czy produkcja żywności. Konieczne będą ogromne inwestycje publiczne służące ochronie środowiska i przeciwdziałaniu zmianom klimatu. Niezmiernie ważne będzie zatem właściwe wykorzystanie instrumentu, jakim są zamówienia publiczne.

Środki przeznaczane na zakupy i inwestycje dokonywane przez podmioty publiczne już obecnie stanowią znaczącą część zarówno unijnego, jak i krajowego PKB. Co roku europejcy zamawiający w ramach zamówień publicznych wydają około 14% PKB Unii Europejskiej. W Polsce już od lat wydatki na zamówienia publiczne pochłaniają od 6 do 8% PKB. Olbrzymie kwoty, przewidziane na wsparcie wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu w ramach Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji programu InvestEU czy Instrumentu Pożyczkowego Europejskiego Banku Inwestycyjnego, pozwalają prognozować, że kwoty te w najbliższych latach jeszcze wzrosną. Jednocześnie sektor publiczny jest jednym z głównych inwestorów w takich obszarach jak transport, energetyka, infrastruktura, ochrona zdrowia itp.

Cele określone w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, w tym zwłaszcza redukcja emisji zanieczyszczeń, przestawienie na produkcję czystej energii, wdrożenie gospodarki o obiegu zamkniętym, oszczędne i efektywne korzystanie z zasobów, ochrona i odbudowa ekosystemów i bioróżnorodności czy przyjazny środowisku transport, powodują, iż wydatki te w znacznie większym niż dotychczas stopniu będą musiały zostać ukierunkowane na nabywanie rozwiązań wspierających działania na rzecz środowiska. Otwiera to perspektywy rozwoju dla tzw. zielonych zamówień publicznych, rozumianych jako zamówienia, w ramach których podmioty publiczne starają się uzyskać towary, usługi i roboty budowlane o ograniczonym oddziaływaniu na środowisko w trakcie ich cyklu życia w porównaniu z towarami, usługami i robotami budowlanymi o identycznym przeznaczeniu, jakie zostałyby zamówione w innym przypadku<sup>1</sup>.

Dotychczas intensywnie promowane zarówno na szczeblu unijnym, jak i krajowym, ale jednocześnie postrzegane jedynie

jako cel dodatkowy w zamówieniach publicznych i wykorzystywane w niewystarczającym stopniu, powinny w najbliższej przyszłości stać się jednym z wiodących kierunków w zamówieniach publicznych. Tym bardziej że potencjał zielonych zamówień publicznych tkwi nie tylko w szerokich możliwościach oddziaływania poprzez zakupy publiczne na stan środowiska naturalnego, ale także w rozwoju innowacyjnych technologii wspierających konkurencyjność gospodarki.

Aspekty środowiskowe też są istotnym elementem składającym się na efektywne wydatkowanie środków publicznych, co zostało odzwierciedlone w przepisach nowej ustawy „Prawo zamówień publicznych”<sup>2</sup> (dalej ustawa pzp), w której do listy naczelnych zasad rządzących zamówieniami publicznymi, obok zasady uczciwej konkurencji, równego traktowania, przejrzystości i proporcjonalności, dodano również zasadę efektywności, wyrażającą się poprzez najlepszą jakość nabywanych dostaw, usług lub robót budowlanych w ramach środków, które zamawiający może przeznaczyć na realizację zamówienia oraz poprzez uzyskiwanie najlepszych efektów zamówienia, w tym m.in. środowiskowych, w stosunku do poniesionych nakładów.

Stosowanie zielonych zamówień publicznych w obecnych czasach to już nie tylko dodatkowy, wtórny cel w zamówieniach publicznych, ale wręcz konieczność wynikająca z wymagań związanych ze stanem środowiska naturalnego oraz z ambitnych celów przyjętych przez państwa europejskie.

Zamawiający mają w tym zakresie do dyspozycji szerokie instrumentarium przewidziane w ustawie pzp, dzięki czemu w zależności od potrzeb mogą uwzględnić aspekty środowiskowe w ramach różnych elementów składających się na szeroko pojęte warunki zamówienia. Nie ulega wątpliwości, że największe możliwości w tym zakresie daje opis przedmiotu zamówienia.

W obecnym stanie prawnym zamawiający może opisać przedmiot zamówienia poprzez:

- określenie wymagań dotyczących wydajności lub funkcjonalności,
- odniesienie się do wymaganych cech materiału, produktu lub usługi oraz w kolejności preferencji do norm, europejskich ocen technicznych, specyfikacji technicznych i systemów referencji technicznych,
- odniesienie do norm, europejskich ocen technicznych, specyfikacji technicznych i systemów referencji technicznych oraz przez odniesienie do wymagań dotyczących wydajności lub funkcjonalności w zakresie wybranych cech,
- odniesienie do kategorii wymagań dotyczących wydajności lub funkcjonalności i przez odniesienie do norm, europejskich ocen technicznych, specyfikacji technicznych i systemów referencji technicznych stanowiących środek domniemania zgodności z tego rodzaju wymaganiami dotyczącymi wydajności lub funkcjonalności.

Opisując wymagane cechy materiału produktu lub usługi, zamawiający w opisie przedmiotu zamówienia może określić m.in. wymagane poziomy oddziaływania na środowisko i klimat, wymagania w zakresie określonych procesów i metod produkcji na każdym etapie cyklu życia produktu, usługi czy roboty budowlanej lub określonego opakowania.

Ciekawym instrumentem, który może być wykorzystany przez zamawiających zarówno na potrzeby opisu przedmiotu zamówienia, określenia warunków realizacji zamówienia,

**Stosowanie zielonych zamówień publicznych w obecnych czasach to już nie tylko dodatkowy, wtórny cel w zamówieniach publicznych, ale wręcz konieczność.**

jak i kryteriów oceny ofert są etykiety. Obecnie istnieje wiele etykiet potwierdzających spełnianie przez określone produkty standardów środowiskowych, wśród których wymienić można chociażby etykietę *Fair Trade* czy unijne oznakowanie produkcji ekologicznej, tzw. zielony liść.

Zamawiający mogą wykorzystać specyfikacje techniczne etykiet środowiskowych do opisanie wymagań względem przedmiotu zamówienia, a także odesłać bezpośrednio do etykiet w opisie przedmiotu zamówienia, warunkach realizacji zamówienia czy kryteriach oceny ofert, o ile wszystkie wymagania określone dla danej etykiety są odpowiednie dla danego przedmiotu zamówienia.

Kolejnym ważnym instrumentem umożliwiającym uwzględnienie w zamówieniach publicznych aspektów środowiskowych są warunki realizacji zamówienia. Posługując się odpowiednio dobranymi wymaganiami w tym zakresie, zamawiający może wpływać nie tylko na zmniejszenie negatywnego oddziaływania na środowisko samego przedmiotu zamówienia, ale też sposobu, w jaki zostanie on np. dostarczony czy wykonany. Można tu na przykład wymagać zastosowania podczas realizacji zamówienia określonych systemów zarządzania środowiskowego, dostarczenia produktów z wykorzystaniem środków transportu bardziej przyjaznych dla środowiska, wykorzysta-

nia podczas świadczenia określonej usługi energooszczędnych urządzeń lub produktów pochodzących z recyklingu itp.

Niebagatelną rolę do odegrania w sprzyjających środowisku zamówieniach publicznych mają także kryteria oceny ofert, dzięki którym zamawiający mogą premiować wykonawców za zaoferowanie wyższych niż wymagane w opisie przedmiotu zamówienia parametrów bądź za zaproponowanie dodatkowych elementów związanych z zamówieniem, podnoszących ekologiczną wartość przedmiotu zamówienia. Co istotne, potencjał w tym zakresie tkwi nie tylko w jakościowych kryteriach udzielenia zamówienia.

Ciekawym i wciąż niedostatecznie wykorzystywanym narzędziem jest możliwość zastosowania w ramach kryterium kosztowego rachunku kosztów cyklu życia produktu, który pozwala na uwzględnienie nie tylko kosztów nabycia związanych z danym przedmiotem zamówienia, ale także, odpowiednio, kosztów jego użytkowania czy utylizacji, a także w niektórych przypadkach tzw. kosztów przypisywanych ekologicznym efektem zewnętrznym, np. kosztów emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń lub innych kosztów związanych z łagodzeniem zmian klimatu. Ocena ofert oparta na rachunku kosztów cyklu życia produktu umożliwia premiowanie m.in. rozwiązań sprzyjających efektywnemu korzystaniu z zasobów.

W tym kontekście nie można zapominać także o instrumentach dedykowanych zamówieniom na innowacje, a w odniesieniu do zielonych zamówień publicznych umożliwiających zamawiającym nabywanie innowacyjnych rozwiązań prośrodowiskowych zarówno istniejących na rynku, jak i stworzonych dla danego zamawiającego. Chodzi tu przede wszystkim o wstępne konsultacje rynkowe, pozwalające zamawiającym na lepsze rozpoznanie rynku w zakresie dostępnych produktów, technologii i rozwiązań, a tym samym na lepsze przygotowanie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Nie można też zapominać o procedurach dedykowanych specjalnie zamówieniom na niestandardowe lub innowacyjne produkty, usługi lub roboty budowlane, takich jak dialog konkurencyjny czy partnerstwo innowacyjne.

Przemyślane i mądre wykorzystanie wymienionych narzędzi może być skutecznym środkiem umożliwiającym uwzględnienie różnego rodzaju aspektów środowiskowych, w tym m.in. ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> lub innych zanieczyszczeń, ponownego wykorzystania surowców, oszczędnego korzystania z energii, wody i innych zasobów, gospodarki odpadami, ekologicznie czystej produkcji rolnej i wielu innych, przyczyniając się tym samym do realizacji ambitnych celów określonych w Europejskim Zielonym Ładzie.

**Magdalena Olejarz – ekspertka w dziedzinie zamówień publicznych, specjalizująca się zwłaszcza w unijnym prawie zamówień publicznych, tzw. społecznie odpowiedzialnych oraz zielonych zamówieniach publicznych, a także w zamówieniach na innowacje. Wieloletni pracownik Urzędu Zamówień Publicznych. W latach 2010–2021 dyrektor Departamentu Unii Europejskiej i Współpracy Międzynarodowej UZP.**

<sup>1</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów „Zamówienia publiczne na rzecz poprawy stanu środowiska” KOM(2008) 400.

<sup>2</sup> Ustawa z 11 września 2019 roku „Prawo zamówień publicznych” (Dz.U. 2021, poz. 1129).

## ZARZĄD IGG



Artur ZAWARTKO,  
wiceprezes zarządu



Dr ROBERT PERKOWSKI,  
prezes zarządu IGG



Robert WIĘCKOWSKI,  
wiceprezes zarządu

## CZŁONKOWIE ZARZĄDU



Ewa DANISZEWSKA



Jacek JAWORSKI



Marcin TADEUSIAK



Marcin PRZYWARA



Jarosław MAŚLANY



Henryk MUCHA



Henryk ORCZYKOWSKI



Ireneusz SAWICKI

## KOMISJA REWIZYJNA IGG



Tomasz BOCHENEK,  
zastępca przewodniczącego



DARIUSZ BRZozowski,  
przewodniczący



Mariusz MAKOWSKI,  
sekretarz

## CZŁONKOWIE KOMISJI



Krzysztof CHUDZIAK



Robert KWIATKOWSKI



## ZARZĄD IGG

### **Dr Robert Perkowski**, prezes zarządu

– Po ogłoszeniu Europejskiego Zielonego Ładu nasza branża wraz z polskim rządem musiała walczyć o uznanie gazu ziemnego za paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej. I nie chodzi tu tylko o sam gaz, ale o wypracowane przez lata kompetencje czy wartość setki miliardów złotych infrastruktury. One pozwalają na znalezienie odpowiedniej dla naszej branży ścieżki transformacji. Wybierzmy taką, która pozwoli na uzyskanie szybkiej redukcji emisji, ale jednocześnie umożliwi dalszy rozwój gospodarki, gwarantując bezpieczeństwo dostaw energii. W IGG jesteśmy zespołem firm od siebie zależnych, tak jak społeczeństwo zależne jest od dostępu do energii. Pamiętajmy, że w centrum tych zależności pozostaje klient. Dlatego priorytetem dla branży powinno być znoszenie barier w dostępie do gazu ziemnego, z którego przecież tworzymy także ciepło i energię elektryczną. Bądźmy liderami, proponujemy rozwiązania, budujemy wizję dekarbonizacji wykorzystując kompetencje firm z IGG.

Robert Perkowski jest menedżerem, samorządowcem i doktorem nauk ekonomicznych. Przewód doktorski zrealizował w Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk. Absolwent Prywatnej Wyższej Szkoły Businessu i Administracji w Warszawie. Ukończył również studia podyplomowe z analityki zarządzania w Instytucie Organizacji i Zarządzania w Przemysle „Orgmasz”. Jest autorem kilkunastu artykułów naukowych dotyczących wirtualizacji przedsiębiorstw oraz wykorzystania sztucznej inteligencji w procesach poszukiwania i eksploatacji gazu. Ma wieloletnie doświadczenie zarządcze w różnych instytucjach. W 2002 roku rozpoczął pracę w resorcie sprawiedliwości, w którym zajmował się planami finansowymi w zakresie plac Służby Więziennej. W latach 2006–2018 pełnił funkcję burmistrza miasta Ząbki, a od 2017 roku zajmował stanowisko prezesa zarządu Związku Samorządowców Polskich. Świadczył także usługi szkoleniowe oraz piastował inne funkcje publiczne. Jest wiceprezesem ds. operacyjnych PGNiG S.A.

### **Artur Zawartko**, wiceprezes zarządu

– To dla mnie zaszczyt po raz kolejny pełnić funkcję wiceprezesa ważnej dla gazownictwa organizacji, jaką jest Izba Gospodarcza Gazownictwa. Za kluczowe zadanie IGG w tej kadencji uważam aktywne uczestnictwo w monitorowaniu procesów regulacyjnych w obszarze traktowania gazu jako paliwa przejściowego. Udostępniając potencjał i wiedzę, którą dysponujemy w GAZ–SYSTEM, będę inspirował firmy do szukania i wdrażania rozwiązań w zakresie transformacji energetycznej. To istotne w kontekście wyzwań związanych z ochroną środowiska. Jako przedstawiciel IGG będę aktywnie włączał się w prace legislacyjne regulujące działania na rynku energii i paliwa gazowego. Będę również działał na rzecz uczestników rynku gazu i rozszerzał zapisy kodeksu dobrych praktyk, który jest podstawą harmonijnej współpracy między dostawcami, wykonawcami i firmami zlecającymi prace. Sprawne działanie tych podmiotów pozwala na realizację dużych projektów inwestycyjnych gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Artur Zawartko jest absolwentem Wydziału Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej i dwóch studiów podyplomowych w Szkole Głównej Handlowej (zarządzania wartością firmy oraz rozwoju kapitału ludzkiego), a także kursów menedżerskich w Akademii im. Leona Koźmińskiego i ICAN Institute. W GAZ–SYSTEM od 31 grudnia 2015 roku. Pełnił funkcję prezesa zarządu Przedsiębiorstwa Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” oraz wiceprezesa zarządu spółki Nafta Polska. Członek rad nadzorczych wielu spółek sektora energetycznego i chemicznego: Międzynarodowego Przedsiębiorstwa Rurociągowego „Sarmatia”, Zakładów Azotowych Kędzierzyn (przewodniczący), Zakładów Chemicznych „Organika Sarzyna” (przewodniczący). Wieloletni mianowany pracownik Najwyższej Izby Kontroli, w której pełnił funkcję dyrektora departamentu strategii oraz departamentu metodyki kontroli rozwoju zawodowego.

### **Robert Więckowski**, wiceprezes zarządu

– Wśród zadań IGG znajduje się m.in. lobbing oraz integracja środowiska osób fizycznych i prawnych związanych z gazownictwem. Realizując te cele, chciałbym położyć nacisk na dobrą współpracę. Ważnym krokiem było stworzenie kodeksu dobrych praktyk w relacji inwestor–wykonawca w branży gazowniczej, ale na tej płaszczyźnie nadal jest wiele do zrobienia. Ze względu na realizowany program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski oraz rolę gazu ziemnego w procesie dekarbonizacji powinniśmy wspomóc rozwój branży wykonawczej. Nie sposób nie zauważyć potrzeby stałego rozwoju merytorycznego pracowników gazownictwa, w czym istotną rolę może pełnić IGG poprzez organizację specjalistycznych szkoleń, konferencji i targów. W obliczu zmieniającego się otoczenia rynkowego niezwykle istotne jest także wyznaczenie, z udziałem IGG, nowych kierunków prac badawczo-rozwojowych dla branży, zwłaszcza mając na uwadze konieczność dostosowania się do wymagań wynikających z Europejskiego Zielonego Ładu.

Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., od 4 stycznia 2021 roku absolwent Akademii Podlaskiej w Siedlcach na wydziale zarządzania i marketingu. Ukończył studia podyplomowe w zakresie *Master of Business* na wydziale zarządzania w Warszawskiej Wyższej Szkole Biznesu oraz studia podyplomowe w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie: transport gazu i energetyka gazowa. Ukończył wiele specjalistycznych szkoleń i warsztatów dotyczących rozwiązań technicznych i technologicznych stosowanych w gazownictwie. W 2016 roku pełnił funkcję doradcy w Ministerstwie Energii ds. OZE, a w latach 2018–2020 – prezesa zarządu „Gaz” sp. z o.o. Posiada stopień dyrektora górniczego III stopnia.

### **Ewa Daniszewska**

Z branżą gazowniczą jestem związana od 2002 roku. Jestem absolwentką wydziału filologiczno-historycznego Uniwersytetu Gdańskiego, studiów prawnomenedżerskich na Politechnice Gdańskiej oraz studiów podyplomowych na kierunku inżynieria gazownictwa na Politechnice Warszawskiej. Obecnie jestem słuchaczką studiów menedżerskich MBA. Pełnię funkcję dyrektora sprzedaży i marketingu w firmie Apator Metrix S.A. z Tczewa – czołowego producenta gazomierzy miechowych w Europie. Firma produkuje rocznie prawie 2 mln gazomierzy eksploatowanych we wszystkich krajach Europy i wielu innych rejonach świata.

Pełnię funkcję arbitra Sądu Arbitrażowego przy IGG, a w okresie od lipca 2016 do czerwca 2018 roku byłam przewodniczącą Komisji Rewizyjnej IGG. Jestem członkiem zarządu Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddziału Gdańsk oraz członkiem Ogólnopolskiego Stowarzyszenia Konsultantów Zamówień Publicznych.

W Zarządzie Izby Gospodarczej Gazownictwa zamierzam reprezentować producentów i dostawców urządzeń, koncentrując się na rozszerzeniu i aktualizacji kodeksu dobrych praktyk dla sektora gazowniczego oraz promocji Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG.

### **Jacek Jaworski**

Ukończyłem studia wyższe w 1999 roku na wydziale wiertnictwa, nafty i gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, kierunek górnictwo i geologia, specjalność gazownictwo ziemne. Pracę zawodową rozpocząłem w 1996 roku w Laboratorium Metrologii Przepływów Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie na stanowisku inżyniera branżowego, a od 1997 roku na stanowisku asystenta. Od czerwca 2004 roku do kwietnia 2008 roku kierowałem Zakładem Metrologii Przepływów Instytutu Nafty i Gazu. W 2004 roku na wydziale wiertnictwa nafty i gazu AGH uzyskałem stopień naukowy doktora nauk technicznych w specjalności inżynieria gazownicza. Od 2004 roku kierowałem Zakładem Metrologii Przepływów, a od maja 2008 roku pełnię funkcję zastępcy dyrektora ds. gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu

Badawczego. Kieruję pionem gazownictwa INiG-PIB, który koncentruje swoją działalność badawczą w sześciu kierunkach: użytkowanie paliw gazowych, monitoring jakości gazu, bezpieczeństwo eksploatacji sieci gazowych, metrologia przepływów, ochrona środowiska i bezpieczeństwo transportu gazu oraz badania dla potrzeb certyfikacji. Od kilku lat prowadzone są także badania pod kątem zastosowania w gazownictwie odnawialnych źródeł energii, w tym wodoru i biometanu. Prace realizowane są głównie dla Ministerstwa Edukacji i Nauki, Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. czy Izby Gospodarczej Gazownictwa. W pionie gazownictwa INiG-PIB realizowane są również badania, których wyniki pozwalają instytucji, jako jednostce notyfikowanej w UE, na prowadzenie procedur oceny zgodności z dyrektywami/rozporządzeniami UE dotyczącymi urządzeń spalających paliwa gazowe, dla przyrządów pomiarowych (w zakresie gazomierzy i przeliczników do gazomierzy) oraz efektywności energetycznej nowych wodnych kotłów grzewczych. Od 2014 roku prowadzona jest także ocena zgodności z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady UE dotyczącym wyrobów budowlanych. W ramach działalności samorządu gospodarczego PAN biorę udział w pracach zarządu IGG jako jego członek (od 2015 roku). Aktywnie uczestniczę również w pracach zespołów eksperckich i roboczych, takich jak Zespół ds. Wodoru, Zespół Ekspertów IGG czy Komitet Standardu Technicznego. Jestem autorem lub współautorem 45 artykułów opublikowanych w czasopiśmie naukowych i materiałach konferencyjnych, krajowych i międzynarodowych, 2 monografii, 1 patentu oraz 70 referatów wygłoszonych na konferencjach naukowych. Brałem też udział w tworzeniu cyklicznej konferencji naukowej Forgaz, której Rada Programowa działa pod moim kierownictwem.

## Marcin Tadeusiak

Z branżą gazowniczą związany jestem od 28 lat, a od 2006 roku jestem prezesem zarządu JT S.A. Spółka realizuje strategiczne inwestycje OGP GAZ-SYSTEM S.A., między innymi gazociąg DN700 Polska-Litwa odcinek północny, w ramach projektu *Baltic Pipe* – gazociąg DN1000 Ciecierzycze-Lwówek oraz rozbudowę tłoczni gazu w Odolanowie.

Jestem absolwentem SGGW w Warszawie. Byłem uczestnikiem szkoleń i studiów podyplomowych z zakresu strategicznego przywództwa oraz managementu. Od 2016 roku jestem członkiem zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa, przewodniczącym Zespołu Kodeksu Dobrych Praktyk dla Gazownictwa. Działam na rzecz dialogu i stworzenia środowiska formalnoprawnego wspierającego rozwój polskich przedsiębiorstw, a także mitygowania ryzyk towarzyszących inwestycjom publicznym. Mediator. Od 2019 roku jestem członkiem SIDiR oraz IPMA. Od 2020 roku – wiceprzewodniczącym Komitetu Energii w Polskim Związku Pracodawców Budownictwa, a od 2021 roku – członkiem rady Fundacji Europejskiego Centrum Certyfikacji BIM. Praktykuję aikido, jogę i mindfulness.

## Marcin Przywara

Od 20 lat jestem związany z gazownictwem. Jako absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach i AGH w Krakowie założyłem firmę Gascontrol Polska, która jest dostawcą usług dla branż Oil&Gas i energetycznej. Moje wieloletnie doświadczenie, a przede wszystkim zespół odpowiednio dobranych osób pozwoliły mi na rozwinięcie działalności, które obecnie skutkuje wybudowaniem około 100 km gazociągów DN1000, budową i dostawą urządzeń dla tłoczni korytarza północ-południe, a także uczestnictwem w najważniejszych budowach strategicznych naszego kraju. Od lat specjalizujemy się również w przełączeniach hermetycznych TDWilliamson, budowach stacji I stopnia oraz stacji LNG. Do wszystkiego podchodzę z wielkim zaangażowaniem i pasją. Dlatego chętnie działam na rzecz branży gazowniczej. Dotychczasowa działalność w IGG, choć wymagała dużo pracy i poświęcenia, przyniosła mi wiele satysfakcji.

Podczas obecnej kadencji zamierzam nadal uczestniczyć we współtworzeniu kodeksu dobrych praktyk, w ramach IGG organizować regionalne spotkania

firm gazowniczych, reprezentować wykonawców i dostawców na forum oraz aktywnie angażować się w prace IGG.

## Jarosław Maślany

Jestem członkiem zarządu, wiceprezesem ds. operacyjnych PGNiG TERMIKA SA. Wykorzystanie gazu ziemnego do produkcji ciepła i energii jest podstawowym założeniem PGNiG TERMIKA SA w okresie przejściowym transformacji polskiej energetyki do OZE i paliwa wodorowego. Obecnie realizujemy program modernizacji zakładów, który ma doprowadzić do zużycia gazu w strumieniu paliw TERMIKI na docelowym poziomie 63% i do spadku węgla z obecnych 95 do 31% do 2030 roku. Wkrótce uruchomimy blok gazowo-parowy w EC Żerań, co spowoduje skok udziału gazu w naszym miksie do 55%. Prowadzimy gazociąg do EC Kawęczyn, projektujemy trasę gazociągu do Elektrociepłowni Siekierki. Umożliwi to przejście na kotły gazowo-parowe. Jesteśmy partnerem dla samorządów, m.in. w Przemyśle i Chełmie, gdzie z wykorzystaniem gazu powstają kogeneracyjne źródła energii dla lokalnych odbiorców.

Działamy na rzecz pozytywnej komunikacji i szerzenia wiedzy o transformacji energetycznej Polski. Współpracujemy na tym polu m.in. z IGG – jesteśmy współautorem analizy „Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej”. Publikacje dotyczące bieżących działań GK PGNiG TERMIKA ukazują się w „Przeglądzie Gazowniczym”.

Jarosław Maślany pełni funkcję wiceprezesa zarządu ds. operacyjnych PGNiG TERMIKA SA od 8 maja 2020 roku. Wcześniej związany był m.in. z PKN Orlen S.A. Jest absolwentem Politechniki Warszawskiej, wydziału inżynierii środowiska – kierunek inżynieria środowiska, specjalność ciepłownictwo, ogrzewnictwo i wentylacja. Posiada uprawnienia ministra infrastruktury do sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynku, lokalu mieszkalnego oraz części budynku stanowiącej samodzielny budynek techniczno-użytkowy. Ukończył także Szkołę Główną Handlową w Warszawie oraz Wyższą Szkołę Handlu i Finansów Międzynarodowych w Warszawie. Posiada tytuły: *Master of Business Administration* (MBA) oraz *Doctor of Business Administration* (DBA) z zakresu *Executive Business Education* uzyskany w *Collegium Humanum* i *Ap-sley Business School* w Londynie.

## Henryk Mucha

Jestem prezesem PGNiG Obrót Detaliczny, który jest liderem sprzedaży gazu ziemnego w Polsce. Dostarcza gaz, energię elektryczną oraz pozostałe produkty i usługi do ponad 7 milionów odbiorców w całym kraju. Od kilku lat dynamicznie zmieniamy naszą organizację przede wszystkim z myślą o naszych klientach. Mając to na uwadze, czuję się zobowiązany do skutecznej reprezentacji tej części sektora gazowego, która na co dzień zajmuje się sprzedażą paliwa gazowego dla klientów detalicznych i biznesowych. Jednym z głównych celów, jakie powinien przed sobą określić Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa w nowej kadencji jest intensyfikacja działań w procesach legislacyjnych dotyczących całej branży, a zwłaszcza w obszarach związanych z potencjalnym wpływem zmian prawa na rozwój rynku gazu, zdolności operacyjne i efektywność kosztową przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym. Niebagatelne znaczenie ma również aktywny udział IGG w części procesu transformacji energetycznej wpływającej na rynek sprzedaży gazu i produktów okołogazowych, szczególnie w kontekście nadchodzącej liberalizacji tego rynku. W mojej opinii, głównym celem IGG powinno być dążenie do zapewnienia warunków umożliwiających zrównoważony rozwój przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą gazu.

## Henryk Orczykowski

Jestem absolwentem wydziału elektrycznego Politechniki Częstochowskiej. Ukończyłem także podyplomowe studia menedżerskie MBA w Wyższej Szkole Finansów i Zarządzania w Warszawie. Posiadam licencję maklera papierów wartościowych oraz międzynarodowe certyfikaty: zarządzania projektami *PRINCE2 Foundation* oraz zarządzania ryzykiem *MoR Foundation*. Od 2006 roku – jako dyrektor rozwoju, a obecnie dyrektor generalny „Stalprofil” S.A. – sprawuję nad-

zór nad działalnością podmiotów Grupy Stalprofil, działających w segmencie infrastruktury sieci przesyłowych gazu, w tym nad będącym liderem na polskim rynku izolacji rur stalowych – „Izostal” SA oraz nad budową gazociągów przesyłowych Szczecin–Gdańsk, Pogórska Wola–Tworzeń, Brzeg–Kielcźów i Hermanowice–Strachocina. Uważam, że IGG jest prężnie działającą i bardzo dobrze zarządzaną organizacją samorządu gospodarczego. Jako członek zarządu opowiadam się za kontynuacją działań we wszystkich dotychczasowych obszarach aktywności IGG.

## Ireneusz Sawicki

W niezwykle trudnych, pandemicznych czasach obserwuję, z jakimi wyzwaniami zmagają się inwestycje w naszej branży, które są również motorem napędowym gospodarki. Z jednej strony widzimy problemy z terminowością wykonywania inwestycji oraz zapewnienia niezbędnego zaplecza materiałów i wsparcia specjalistów, a z drugiej znaczący czynnik ekonomiczny – ceny materiałów wpawiają co najmniej w zakłopotanie decydentów patrzących na przewidziane budżety, w ramach których inwestycje powinny być wykonane. Do tej całej kadzi „smaczków”, niczym szczypty przypraw nadającej potrawie odpowiedni smak, dochodzi temat opóźnień w podejmowaniu decyzji administracyjnych i urzędowych. To problemy nie tylko spółek inwestujących (infrastrukturalnych), ale również wykonawców i producentów. Na końcu tego łańcucha znajdują się klienci, odbiorcy, dla których ważny jest przede wszystkim efekt końcowy, czyli smak przyrządzonej potrawy. W ramach udzielonych mi głosów i przyznanego mandatu członka zarządu IGG chciałbym zająć się sprawami na styku regulacji szeroko rozumianego prawa i branży gazowniczej. Regulacje „skrojone” na potrzeby branży i przy jej uczestnictwie pozwalają na jej efektywny rozwój dla wszystkich uczestników. Odwołując się do opisanych powyżej problemów, chciałbym inicjować działania prawne, które z pewnością sprawią, że „potrawa będzie smaczna, a rachunek nie spowoduje zawału serca”.

Jestem absolwentem Politechniki Warszawskiej, na której w latach 2000–2006 odbyłem studia w zakresie inżynierii gazownictwa, uzyskując tytuł magistra inżyniera. Ukończyłem również podyplomowe studia na Uniwersytecie Warszawskim na kierunku zarządzanie finansami przedsiębiorstw. Karierę zawodową rozpocząłem w PGNiG SA, później kontynuowałem ją w OGP GAZ–SYSTEM S.A., gdzie zajmowałem się tematami związanymi z telemetrią, systemami IT w zakresie transportu gazu, kwestiami bilansowania i prognozowania. Od 2007 roku związany jestem ze spółką HANDEN sp. z o.o., w której realizowałem zadania w obszarze zarządzania portfelem, sprzedaży, planowania finansowego, kwestii regulacyjnych i prawnych oraz taryfikacji, a obecnie pełnię funkcję członka zarządu. Aktywnie uczestniczę w pracach legislacyjnych dotyczących rozwoju rynku gazu i szeroko rozumianej energetyki. Jestem członkiem w organizacjach zrzeszających branżę, izbach gospodarczych oraz komisjach tematycznych. Od 2017 roku jestem członkiem zarządu G.EN GAZ ENERGIA sp. z o.o., największego niezależnego operatora gazowego w Polsce.

## KOMISJA REWIZYJNA IGG

### Dariusz Brzozowski, przewodniczący

Z branżą gazowniczą związany jestem od 2000 roku. Jestem absolwentem wydziału budownictwa Akademii Rolniczej we Wrocławiu, ukończyłem studia podyplomowe z zarządzania w Wyższej Szkole Bankowej w Poznaniu i studium menedżerskie przy *Wirtschaftsförderungsinstitut* (WIFI) w Wiedniu. Od 2000 roku pełnię funkcję prezesa zarządu EWE energia sp. z o.o. Od początku uczestniczyłem w tworzeniu jednego z pierwszych w kraju przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją i obrotem gazem ziemnym poza Grupą Kapitałową PGNiG. W okresie dwudziestu lat EWE energia wybudowało dystrybucyjne sieci gazowe w sześciu województwach, umożliwiając zaopatrywanie się w gaz tysiącom odbiorców w kilkudziesięciu gminach. Działam aktywnie w branżowych organizacjach samorządu gospodarczego. Od 2003 roku w Izbie Gospodarczej Gazownictwa pracuję na rzecz rozwoju branży gazowniczej i rynku gazu. Byłem członkiem rad konsultacyjnych ds. rozwoju energetyki przy ministrze gospodarki oraz ds. gazownictwa

przy prezesie URE. Angażuję się również w prace Związku Pracodawców Prywatnych Energetyki przy Konfederacji Lewiatan, działam także w organizacjach lokalnych, m.in. Zachodniej Izbie Przemysłowo-Handlowej.

### Tomasz Bochenek, zastępca przewodniczącego

Jestem absolwentem krakowskiej Akademii Ekonomicznej, w której ukończyłem kierunek rachunkowość na wydziale zarządzania. W branży energetycznej pracuję od siedmiu lat. Wcześniej swoje pierwsze kroki zawodowe stawiałem w branży turystycznej jako kierownik małego hotelu w Krakowie, a następnie przez osiem lat pracowałem na stanowisku kierowniczym w dziale handlowym firmy Prymat sp. z o.o., w której byłem odpowiedzialny za sprzedaż eksportową oraz rozwój marek własnych w Czechach i Słowacji. Od siedmiu lat jestem pracownikiem firmy „Anticor” sp. z o.o., a od ponad 3,5 roku pełnię funkcję prezesa zarządu tej spółki. Obecnie w firmie „Anticor” przechodzimy transformację pokoleniową. Młody zespół ma wprowadzić spółkę na nowe tory, rozszerzyć jej działalność, wykorzystując dotychczasowe doświadczenia zawodowe. Te doświadczenia, zarówno moje, jak i mojego zespołu, chciałbym przełożyć na działalność w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, a zwłaszcza w Komisji Rewizyjnej, na której członka zostałem powołany, za co serdecznie dziękuję.

### Mariusz Makowski, sekretarz

Jestem absolwentem Politechniki Warszawskiej. Byłem uczestnikiem wielu kursów, a także szkoleń menedżerskich, biznesowych i technicznych. Z branżą gazowniczą jestem związany od prawie 15 lat. Od 2012 roku sprawuję funkcję dyrektora ds. techniczno-handlowych w firmie „Armatech” sp. z o.o. Swoją pracę w branży gazowniczej zaczynałem jako inżynier ds. technicznych. Przez ostatnie 4 lata byłem członkiem Komisji Rewizyjnej Izby Gospodarczej Gazownictwa. Jestem bardzo wdzięczny za ponowny wybór i zaufanie, jakim zostałem obdarzony.

### Krzysztof Chudziak

Jestem absolwentem wydziału elektrycznego Politechniki Poznańskiej, specjalizacji automatyka i robotyka. Z branżą gazowniczą związany jestem od 35 lat. Pracę rozpocząłem w Wielkopolskim Okręgowym Zakładzie Gazownictwa w Poznaniu w 1986 roku w Dziale Pomiarów, Automatyki, Telemetrii i Łączności na stanowisku montera. Późniejsza ścieżka kariery obejmowała pracę na stanowiskach specjalisty, kierownika i dyrektora, jednak zawsze była związana z problematyką techniczną i organizacyjną branży gazowniczej. Od 2019 roku jestem prezesem firmy KCP-PROCESS sp. z o.o. Od 2003 roku uczestniczyłem w pracach standaryzacyjnych Izby Gospodarczej Gazownictwa jako członek Komitetu Standardu Technicznego. Od 2004 roku mam uprawnienia budowlane bez ograniczeń do kierowania robotami budowlanymi w specjalności sieci, instalacje i urządzenia elektroenergetyczne. Jestem członkiem Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Poznaniu, a od 2014 roku Polskiego Komitetu Elektrochemicznej Ochrony przed Korozją Stowarzyszenia Elektryków Polskich.

### Robert Kwiatkowski

Komisja Rewizyjna to nie tylko weryfikacja i kontrola, ale przede wszystkim inspirowanie i doradzenie Zarządowi IGG. Nie możemy nie zauważyć, jak w świetle neutralności klimatycznej Unii Europejskiej będzie zmieniało się otoczenie gospodarcze, w którym funkcjonujemy. W tym kontekście niezbędne stało się otwarcie branży gazowniczej na tzw. zielone gazy, czyli biometan i wodór, które już zaczynają odgrywać kluczową rolę u istotnych europejskich graczy. Otwarcie to jest istotne przede wszystkim dlatego, abyśmy jako kraj wpisali się w europejski trend technologiczny i mogli skorzystać z unijnych funduszy. Dlatego konieczne wydaje się rozszerzenie misji IGG o te obszary.

Będąc członkiem Komisji Rewizyjnej TRI ProLinea oraz rad nadzorczych m.in. KSG sp. z o.o., Bud-Gaz PPUH sp. z o.o. czy PGNiG Norway AS, zdobywałem doświadczenie w pracy organów nadzorczych i tym doświadczeniem będę chciał się podzielić w nowej kadencji komisji IGG.

Robert Kwiatkowski jest zastępcą dyrektora Departamentu Rozwoju PSG.

W poszukiwaniu nowych źródeł biometanu

# PGNiG chce **produkować gaz z bioodpadów**

**Marcin Poznań**

Spółka prowadzi badania nad energetycznym zagospodarowaniem biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych. Powstał prototyp innowacyjnej instalacji, która docelowo ma produkować bioCNG. To jedno z przedsięwzięć realizowanych przez PGNiG sprawdzające nowe możliwości produkcji biometanu. Partnerem naukowym projektu jest Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu (UPP).

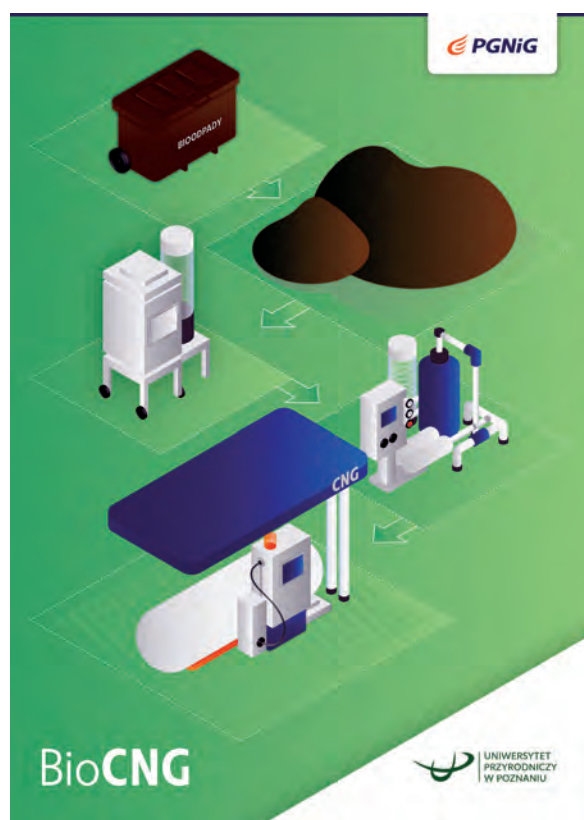
Rozwiązanie, nad którym pracują specjaliści z PGNiG i naukowcy z UPP, oparte jest na założeniach gospodarki obiegu zamkniętego. Ma umożliwić konkurencyjną i skuteczną utylizację biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych z wykorzystaniem technologii fermentacji beztlenowej i produkcji gazu fermentacyjnego, którego wskaźniki jakości pozwolą na dostosowanie go do standardów technicznych biometanu, a następnie sprężania go do standardów odnawialnej alternatywy dla CNG, czyli bioCNG. Zaprojektowana technologia zostanie sprawdzona w warunkach rzeczywistych, a następnie poddana pełnej komercjalizacji.

– *Prace badawcze nad produkcją biometanu z bioodpadów, z którego następnie powstanie bioCNG, pozwolą nam*

*na zdobycie know-how z zakresu wykorzystania zbieranej selektywnie biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych, a także na opracowanie formuły wielkoskalowych inwestycji związanych z produkcją bioCNG. To istotne pod względem rosnącego zapotrzebowania na sprężony gaz w transporcie, który w coraz większym zakresie będzie napędzany zielonymi paliwami. Rezultaty projektu pozwolą także na dywersyfikację portfela produktów całej Grupy Kapitałowej PGNiG – powiedział Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju. – We współpracy z poznańskim Uniwersytetem Przyrodniczym wybudowaliśmy prototypową instalację do produkcji biogazu z biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych i od kilku miesięcy prowadzimy prace doświadczalne. Wyniki tych prac pozwolą na wdrożenie komercyjnej instalacji w 2023 roku i uruchomienie produkcji bioCNG.*

– *Realizowane przez Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu na zlecenie PGNiG prace badawcze nad energetycznym przetworzeniem selektywnie zbieranej frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych wpisują się w najnowsze trendy – zarówno gospodarki o obiegu zamkniętym, jak i najnowszej polityki UE związanej z Europejskim Zielonym Ładem, dekarbonizacją czy strategią metanową. A nasza uczelnia, jako naukowy lider w branży biogazu i biometanu, stała się naturalnym partnerem PGNiG przy tym projekcie – komentuje współpracę Robert Fabiański, kanclerz Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu. – Uzyskane wyniki badań pozwalają z optymizmem patrzeć na bioodpady jako potencjalnie duże źródło biometanu. Natomiast współpraca z tak silnym partnerem jak PGNiG daje nadzieję na szerokie wdrożenie opracowanej technologii w gospodarce – dodał prof. Jacek Dach, kierownik Pracowni Ekotechnologii UPP, w której znajduje się największe w kraju laboratorium biogazowe, gdzie realizowane są badania.*

– *Nasz projekt badawczo-rozwojowy wpisuje się w transformację energetyczną, przez którą przechodzimy. W tym procesie paliwem przejściowym będzie gaz ziemny, ale równolegle rozwijamy możliwości produkcji „zielonych” gazów ze źródeł odnawialnych – dodał Arkadiusz Sekściński.*



# PGNiG i ERU rozpoczynają wspólną działalność poszukiwawczo-wydobywczą na Ukrainie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz ERU Management Services podpisały umowę zakupu przez polską spółkę pakietu kontrolnego udziałów w ukraińskiej spółce Karpatgazvydobuvannya, będącej wyłącznym właścicielem koncesji Byblivska, zlokalizowanej na zachodniej Ukrainie przy granicy z Polską.

Spółka Karpatgazvydobuvannya posiada koncesję na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów w zachodniej części obwodu lwowskiego, bezpośrednio przy granicy z Polską. Pod względem budowy geologicznej obszar ten zbliżony jest do struktur złoża „Przemysł” – największego złoża gazu ziemnego w Polsce, które PGNiG eksploatuje od ponad 60 lat. Na atrakcyjność i potencjał tego obszaru wskazują przeprowadzone przez PGNiG wstępne analizy danych geologiczno-geofizycznych.

– Podpisana umowa stanowi element realizacji strategii PGNiG w zakresie rozwoju działalności na rynkach zagranicznych, wpisując się w obrany przez PGNiG kierunek dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Wierzymy, że te wszystkie działania przyczynią się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego nie tylko w Polsce i na Ukrainie, ale również w państwach Trójmorza – powiedział **Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG**. – Przez ostatnie pięć lat aktywnie prowadziliśmy na Ukrainie obrót gazem ziemnym. Nie tylko rozpoczęliśmy sprzedaż gazu na rynek ukraiński, ale uzyskaliśmy też dostęp do ukraińskiej sieci przesyłowej oraz do ukraińskich magazynów gazu, zwiększając możliwości optymalizacji handlu gazem ziemnym. Sukces dotychczasowych działań i bardzo dobra współpraca z ERU zwiększyły nasz apetyt na wykorzystanie potencjału rynku ukraińskiego,

czego efektem jest rozszerzenie współpracy o obszar upstream.

W efekcie zawarcia umowy PGNiG obejmie 85 proc. udziałów w Karpatgazvydobuvannya. Uzgodniony przez partnerów harmonogram prac na koncesji przewiduje, że do końca 2021 roku zostaną zrealizowane prace przygotowawcze poprzedzające wiercenie otworu poszukiwawczego. Wykonanie odwiertu zaplanowano na II półrocze 2022 roku, po czym nastąpią testy złożowe. Jeżeli wypadną pomyślnie, odwiert zostanie podłączony do ukraińskiej sieci gazowej i rozpocznie się jego eksploatacja, co może nastąpić w 2023 roku. Udziałowcy Karpatgazvydobuvannya planują również zrealizować dodatkowe badania geofizyczne terenu koncesji, które pomogą w zaprojektowaniu kolejnych otworów.

– Jestem dumny ze wspólnych wysiłków ERU i PGNiG na rzecz rozwoju regionalnych inicjatyw w obszarze energetyki z udziałem podmiotów z USA, Polski i Ukrainy. Przykładem takiego działania było zakontraktowanie przez ERU dostawy amerykańskiego LNG u naszego polskiego partnera, co nastąpiło niemal dwa lata temu. Dziś rozpoczynamy nowy etap naszej współpracy, rozszerzając ją o segment poszukiwań i wydobycia w ramach spółki Karpatgazvydobuvannya. Wierzymy, że jest to kolejny ważny krok nie tylko do wzmocnienia relacji biznesowych między naszymi firmami, ale także dla dalszego rozwoju międzynarodowej współpracy energetycznej w tej części Europy – skomentował **Dale Perry, członek zarządu ERU Management Services**, spółki będącej współwłaścicielem Karpatgazvydobuvannya.

Zawarcie umowy poprzedziły zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i jego ukraińskiego odpowiednika.



Biuro Public Relations  
PGNiG SA

# Prosto po czyste powietrze, czyli jak wymienić piec i skorzystać z dotacji

Rafał Pazura

Wymiana starych kotłów, w których wciąż wiele osób używa paliw niskiej jakości, to szansa na szybką poprawę jakości powietrza w Polsce. Znajduje to potwierdzenie w lokalnych uchwałach antysmogowych, nakładających na mieszkańców konkretne obowiązki w tym zakresie.

W przypadku województwa podkarpackiego i śląskiego nowe przepisy, dotyczące m.in. konieczności likwidacji źródeł ciepła starszych niż 10 lat lub nieposiadających tabliczek znamionowych, będą obowiązywać już od 1 stycznia 2022 roku. Dlatego PGNiG Obrót Detaliczny zdecydowało się na uruchomienie w tych lokalizacjach programu „Prosto po czyste powietrze”, w ramach którego eksperci spółki zapewnią fachowe doradztwo i pomoc przy ubieganiu się o dotację z rządowego programu „Czyste powietrze”. Ponadto, udzieli mieszkańcom wsparcia w procesie uzyskania przyłączenia lub zmiany warunków przyłączenia do sieci gazowej. – *Indywidualne kotły opalane paliwami stałymi to jedna z głównych przyczyn złego stanu powietrza w Polsce, dlatego GK PGNiG aktywnie włącza się w działania, których celem jest popularyzacja ekologicznego i wygodnego ogrzewania gazowego* – podkreślił Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu ds. rozwoju PGNiG SA.

rzecz bezcenną – zdrowie własne i swoich najbliższych. Przyczyną jest zanieczyszczenie powietrza, którego nie sposób uniknąć przy tego typu kotłach. Powstające w trakcie spalania pyły, związki siarki i wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, takie jak benzo(a)piren, są przyczyną poważnych chorób układu oddechowego i krwionośnego.

Dlatego coraz więcej samorządów uchwała przepisy zakazujące korzystania na ich terenie z kopciuchów. Mieszkańcy, którzy ogrzewają domy kotłami starego typu, muszą je zastąpić innym źródłem ciepła. – *Gaz ziemny to obecnie jedyna realna alternatywa dla paliw stałych, gwarantująca natychmiastowe efekty ekologiczne. Ogrzewanie gazowe pozwala na całkowitą eliminację emisji pyłu i dwukrotne obniżenie emisji dwutlenku węgla w porównaniu z kotłami węglowymi* – podkreślił Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

## Skorzystaj z pomocy

Koszty związane z wymianą kopciucha na piec gazowy można znacznie obniżyć dzięki ofertom dofinansowania, takim jak np. rządowy program „Czyste powietrze”. PGNiG Obrót Detaliczny postanowiło wyjść naprzeciw oczekiwaniom swoich klientów, którzy chcieliby zastąpić piec na paliwa stałe kotłami gazowymi. Od 5 lipca spółka ruszyła z I etapem programu wsparcia dla mieszkańców województw podkarpackiego i śląskiego. Zainteresowani wymianą pieca mogą liczyć na pomoc w zakresie wypełnienia wniosków o dofinansowanie z programu „Czyste powietrze”. To ważne wsparcie dla każdego, kto chce oszczędzić czas przy wypełnianiu niezbędnej dokumentacji.



Program „Prosto po czyste powietrze” w województwie podkarpackim związany jest z lokalną uchwałą antysmogową.

## Zadbaj o zdrowie – swoje i bliskich

Szacuje się, że w Polsce użytkowanych jest około trzech milionów kotłów na paliwa stałe, tzw. kopciuchów. To w takich piecach spalane są nawet najgorszej jakości paliwa, włącznie ze śmieciami. Wielu osobom może się to wydawać sprytnym sposobem na oszczędzanie pieniędzy, ale zysk jest tylko pozorny. Korzystając z kopciuchów, tracimy bowiem

## Kto może skorzystać z programu „Czyste powietrze”?

Właściele lub współwłaściele domów jednorodzinnych lub wydzielonych w budynkach jednorodzinnych lokali mieszkalnych z wyodrębnioną księgą wieczystą. Dofinansowanie można otrzymać na wymianę starych i nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe, na nowoczesne źródła spełniają-

ce najwyższe normy oraz przeprowadzenie niezbędnych prac termomodernizacyjnych budynku – np. na wymianę okien i drzwi czy docieplenie budynku. Dotacja może wynosić do 30 tys. zł dla podstawowego poziomu dofinansowania i 37 tys. zł dla poziomu podwyższonego (wysokość dofinansowania uzależniona jest od dochodu).

Co istotne, konsultanci PGNiG Obrót Detaliczny zapewniają także wsparcie w procesie uzyskania przyłączenia lub zmiany warunków przyłączenia do sieci gazowej. Osoby zainteresowane skorzystaniem z pomocy PGNiG Obrót Detaliczny załatwią wszystkie formalności w każdym biurze obsługi klienta na terenie województw śląskiego i podkarpackiego.

# Największa umowa sprzedaży LNG w historii spółki

Rafał Pazura

W krajobraz polskich miast i ulic już na stałe wpisały się autobusy zasilane gazem ziemnym. Kwestią czasu było, kiedy na to niskoemisyjne i tanie paliwo przychylnym okiem spojrzą menedżerowie flot. Tacy jak na przykład Michał Bisek, właściciel największej polskiej firmy, która konsekwentnie inwestuje w pojazdy zasilane skroplonym gazem ziemnym, czyli LNG.

PGNiG Obrót Detaliczny w lipcu br. podpisało największą w historii spółki umowę sprzedaży paliwa LNG. Na mocy wieloletniego kontraktu zawartego z Grupą Zakupową Bisek, aż 30 000 ton skroplonego gazu ziemnego zasilą flotę ciężarówek firmy z Dolnego Śląska.

Podczas podpisania tej ważnej umowy **Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny**, podkreślił, że gaz LNG obecnie jest bardzo korzystnym cenowo paliwem dla sektora ciężkiego transportu kołowego: – *Umowa z tak dużym przedsiębiorcą, dla którego rachunek ekonomiczny jest kluczowy, stanowi potwierdzenie, że LNG to idealna alternatywa dla oleju napędowego, a oferta PGNiG Obrót Detaliczny jest konkurencyjna i elastyczna.*

Nie wszyscy o tym wiedzą, ale prawie 250 tysięcy ciągników siodłowych, z miliona użytkowanych w Europie, zarejestrowanych jest w Polsce. Potencjał dla popularyzacji paliwa LNG w tym sektorze jest więc ogromny. W kontekście rozwoju tego rynku kluczowe będą inwestycje w infrastrukturę tankowania LNG. Zdaje sobie z tego sprawę Grupa Zakupowa Bisek, która oprócz wykorzystywania LNG do zasilania własnej floty 60 pojazdów gazowych oferuje również klientom zewnętrznym tankowanie na swoich stacjach LNG w Kostomłotach, Torzymiu i Szczecinie. – *Nasza przygoda ze skroplonym gazem ziemnym rozpoczęła się w 2019 roku, kiedy otworzyliśmy stację tankowania w Kostomłotach pod Wrocławiem. Od tego czasu rozwijamy ten segment. Rosnąca popularność pojazdów zasilanych paliwem LNG w Polsce spowodowała, że zdecydowaliśmy się na zakup tak znacznego wolumenu skroplonego gazu ziemnego od PGNiG Obrót Detaliczny* – podkreślił **Michał Bisek, prezes Bisek-Asfalt**.

Wielu producentów aut osobowych już zrezygnowało z napędów dieslowskich lub deklaruje ich rychłe wyco-



Umowa pomiędzy PGNiG Obrót Detaliczny a Grupą Zakupową Bisek zakłada sprzedaż 30 000 ton paliwa LNG.

fanie. Ten trend w dłuższej perspektywie czeka również transport ciężki.

– *Gaz ziemny, jako paliwo do silników spalinowych dla ciężarówek czy ciągników siodłowych, jest wręcz skazany na sukces. Dlaczego? Chodzi o natychmiastowy efekt ekologiczny, który w przypadku LNG pozwala na uzyskanie znacznej redukcji emisji dwutlenku węgla, tlenków azotu i niezwykle groźnych dla ludzkiego zdrowia cząstek stałych. Ponadto, samochód ciężarowy napędzany gazem ziemnym jest w stanie przejechać nawet 1500 km na jednym tankowaniu. A to oznacza oszczędność zarówno czasu, jak i pieniędzy* – powiedział **Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny**, odpowiedzialny w spółce za obszar CNG/LNG.

Konsekwentnie rozwijana sprzedaż paliwa LNG przez PGNiG Obrót Detaliczny przekłada się bezpośrednio na rekordowe wyniki – tylko w pierwszym półroczu 2021 roku spółka zwiększyła sprzedaż skroplonego gazu ziemnego o ponad 90 proc. względem tego samego okresu w 2020 roku.

# Stacja regazyfikacji LNG w Tychowie



11 czerwca premier Mateusz Morawiecki podczas wizyty na Pomorzu Zachodnim odwiedził stację regazyfikacji LNG w Tychowie. To kolejna miejscowość, która dzięki inwestycji Polskiej Spółki Gazownictwa uzyskała dostęp do gazu ziemnego. Stacja działa od stycznia tego roku.

– W rozwoju gospodarczym infrastruktura jest warunkiem przyciągnięcia przedsiębiorców, wyższego komfortu życia mieszkańców, a także lepszej dbałości o środowisko naturalne. Razem z PGNiG i Polską Spółką Gazownictwa prowadzimy ogromny program

gazyfikacji, który zapowiedzieliśmy 2,5 roku temu. Program ma doprowadzić do tego, że w 2–3 lata prawie 90% kraju będzie zgazyfikowane – powiedział **premier Mateusz Morawiecki** podczas wizyty na stacji regazyfikacji LNG Polskiej Spółki Gazownictwa w Tychowie.

**Paweł Majewski, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa** zaznaczył, że stacja, która działa w Tychowie, pozwala używać gazu ziemnego w domach, szkołach, przedszkolach, przychodniach, szpitalach oraz okolicznych przedsiębiorstwach. – *Zakładamy, że na koniec tego roku w całym kraju będzie działać około 80 takich stacji, jak w Tychowie. Każda kolejna pomaga w procesie przeobrażenia polskiej gospodarki i przybliża do osiągnięcia celów nisko- i zeroemisyjności* – powiedział.

**Jakub Kowalski, członek zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa ds. operacyjnych**, wskazał, że stacje regazyfikacji LNG są ważnym elementem gazyfikacji kraju i zmiany paliwa dla polskiej gospodarki z węgla na gaz, który w transformacji energetycznej Polski jest paliwem przejściowym. – *Polska Spółka Gazownictwa – największy w kraju operator systemu dystrybucyjnego gazu – jest ważnym ogniwiem w transformacji energetycznej Polski. Jako dostawca ekologicznego paliwa gazowego ułatwi bezpieczne przeprowadzenie tej transformacji* – dodał.

W maju 2019 roku **burmistrz Robert Falana** w imieniu samorządu Tychowa zawarł z Polską Spółką Gazownictwa umowę, która zainicjowała proces budowy sieci gazowej

w tym mieście. Gazyfikacja miejscowości przebiega dwu-etapowo. W pierwszym etapie PSG wybudowała stację regazyfikacji gazu skroplonego oraz około 1 km sieci gazowej biegnącej od stacji przez ulice Białogardzką, Dworcową i Wolności do budynku Gminnego Ośrodka Kultury w Tychowie.

Stacja regazyfikacji LNG składa się z jednego zbiornika kriogenicznego o objętości 21 m<sup>3</sup> oraz dwóch parownic o przepustowości 238 m<sup>3</sup>/h każda. Gaz ze stacji LNG, podobnie do tradycyjnej technologii sieciowej, dostarczany będzie gazociągami do poszczególnych odbiorców biznesowych lub indywidualnych. Proces regazyfikacji, czyli zmiany postaci ciekłej gazu na lotną, następuje na stacji regazyfikacji i nie wpłynie na koszt dystrybucji. Tym samym mieszkańcy i przedsiębiorcy z Tychowa będą mieli dostęp do niskoemisyjnego źródła ciepła, jakim jest gaz.

W II etapie inwestycji nastąpi rozwój sieci gazowej od budynku Gminnego Ośrodka Kultury w Tychowie do północno-wschodniej części Tychowa. Sieć o długości około 5 km przebiegnie dalej przez ul. Wolności do ulic: Bobolickiej, Leśnej, Topolowej, Jaśminowej, Klonowej, Akacjowej, Brzozowej, Lipowej i Bukowej. Dzięki inwestycji możliwe będzie przyłączenie do sieci gazowej odbiorców indywidualnych i lokalnych przedsiębiorstw. Planowany termin zakończenia II etapu gazyfikacji Tychowa to III kwartał 2022 roku.

Według stanu na koniec maja 2021 roku PSG posiada 68 koncesjonowanych stacji LNG, jednak zgodnie z planami już na początku 2023 roku będzie ich ponad 110. Wybudowanie stacji nie oznacza jednak zakończenia procesu gazyfikacji. Nadal konieczna jest rozbudowa sieci wyspowej, aby umożliwić jak największej liczbie klientów przyłączenie się do gazociągów PSG i wykorzystanie potencjału stacji LNG oraz jednoczesne zabezpieczenie stabilności jej pracy. Uruchomienie stacji daje jednak nowym odbiorcom możliwość szybszego użytkowania alternatywnego, bezpiecznego i ekologicznego paliwa jakim, jest gaz ziemny.

**Departament Komunikacji,  
Polska Spółka Gazownictwa**



# Specustawa terminalowa po nowelizacji 2021

Agnieszka Krajewska-Olech

6 maja 2021 roku prezydent Andrzej Duda podpisał ustawę z 20 kwietnia br. o zmianie ustaw regulujących przygotowanie i realizację kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej, która znacząco wpływa na realizację części inwestycji Polskiej Spółki Gazownictwa. Nowelizacja weszła w życie 27 maja 2021 roku.

Głównym celem ustaw jest usprawnienie procesu przygotowywania i realizacji inwestycji niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, dystrybucyjnych oraz strategicznych inwestycji w sektorze naftowym.

Podpisana przez prezydenta nowelizacja dotyczy kilku grup zagadnień, w tym m.in. wprowadza przepisy poszerzające katalog inwestycji, które mogą być realizowane w trybie specustawy terminalowej (w tym 19 inwestycji realizowanych w PSG), jak również przepisy ujednolajające treści trzech tzw. specustaw inwestycyjnych oraz ujednolicenia ich treści z innymi ustawami.

Nowelizacja specustawy terminalowej wprowadziła przepisy upraszczające i przyspieszające proces pozyskiwania przez inwestora praw do nieruchomości niezbędnych do realizacji strategicznej inwestycji w zakresie terminalu. Ponadto, wprowadzono wiele rozwiązań pozwalających na uniknięcie przedłużania postępowań administracyjnych i wydawania poszczególnych decyzji.

W nowelizacji specustawy terminalowej zostało ujętych 19 inwestycji towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu, zgłoszonych przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. W art. 38 specustawy terminalowej w wyliczeniu zawartym w pkt. 4. dodano następujące punkty:

- budowa gazociągu Romanów–Lubienia wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa świętokrzyskiego,
- budowa gazociągu Lubienia–Sworzyce–Masłów oraz gazociągu Mójcza–Kielce wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa świętokrzyskiego,
- budowa gazociągu Blachownia–Kłobuck oraz gazociągu Wręczyca Wielka–Pierzchno–Kłobuck–Krzepice wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa śląskiego,
- budowa gazociągu Dąbrowa Górnicza–Szopienice wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa śląskiego,

- budowa gazociągu Tworzeń–Łagiewniki wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa śląskiego,
- budowa gazociągu Malanów–Konin oraz gazociągu Grodziec–Rychwał–Nowy Świat–Władysławów wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa wielkopolskiego,
- budowa gazociągu Witnica–Gorzów Wielkopolski oraz gazociągu stanowiącego przyłączenie dla Kostrzyńsko-Slubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej z siedzibą w Kostrzynie nad Odrą wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa lubuskiego,
- budowa gazociągu Fałęcice–Dziarnów–Mogielnica oraz gazociągu Dziarnów–Nowe Miasto nad Pilicą wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa mazowieckiego,
- budowa gazociągu Łódź–Konstantynów Łódzki–Pabianice–Rzgów–Konstantyna–Łódź wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa łódzkiego,
- budowa gazociągu Gończyce–Jarczew wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województw mazowieckiego i lubelskiego,
- budowa gazociągu Wólka Radzywińska–Białystok wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województw mazowieckiego i podlaskiego,
- budowa gazociągu Siołkowa–Nowy Sącz wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa małopolskiego,
- budowa gazociągu Piątkowa–Biegonice–Podegrodzie–Chelmiec–Nowy Sącz wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa małopolskiego,
- budowa gazociągu Krynica Zdrój–Muszyna wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa małopolskiego,
- budowa gazociągu Łatkowo–Wrzose–Nakło nad Notecią–Sępólno Krajeńskie–Pawłowo wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województw kujawsko-pomorskiego i pomorskiego,
- budowa gazociągu Świecie–Bydgoszcz Łęgowo–Janikowo–Kruszwica wraz z infrastrukturą niezbędną do

jego obsługi na terenie województwa kujawsko-pomorskiego,

- budowa gazociągów stanowiących przyłączenia do systemu przesyłowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie, znajdującego się w Łysomicach i Turznie, wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa kujawsko-pomorskiego,
- budowa gazociągu Nekla-Września wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa wielkopolskiego,
- budowa gazociągu Gotartowice-Rybnik wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa śląskiego.

Rozszerzenie katalogu inwestycji objętych specustawą terminalową przyczyni się do zwiększenia funkcjonalności systemu dystrybucyjnego gazowego w pełni zintegrowanego z systemem przesyłowym oraz zapewni dostosowanie do przyszłych wymogów środowiskowych procesu konwersji paliwowej zgodnie z polityką energetyczną kraju.

Należy również zaznaczyć, że przedmiotowe odcinki systemu dystrybucyjnego, ze względu na lokalizację i parametry techniczne, stanowią uzupełnienie kluczowych korytarzy dostaw paliw gazowych w Polsce. Część wskazanych inwestycji została uprzednio ujęta w Programie Inwestycji Strategicznych, obejmującym projekty przewidziane do dofinansowania ze środków UE w perspektywie lat 2014–2020.

Dodatkowo, w nowelizacji specustawy terminalowej wprowadzone zostały dwa kluczowe przepisy dotyczące przyłączania podmiotów energetycznych/kogeneracyjnych, których zasięg obejmie cały kraj (obszar wszystkich oddziałów zakładów gazowniczych).

Po pierwsze, zmodyfikowano art. 38 pkt 5, który otrzymał brzmienie: „odbiorcę końcowego dokonującego za-

kupu paliw gazowych, w rozumieniu przepisów ustawy z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne, na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w jednostce wytwórczej lub jednostce kogeneracji – budowa przyłącza lub gazociągu, wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi, łączących tę jednostkę wytwórczą lub jednostkę kogeneracji z siecią gazową przesyłową lub dystrybucyjną”.

Po drugie, dodano przepis art. 38 pkt 7 zawierający przyłącza „energetyczne/kogeneracyjne”, który brzmi: „operatora systemu dystrybucyjnego gazowego – budowa przyłączy i gazociągów stanowiących przyłączenia do systemu dystrybucyjnego gazowego jednostki wytwórczej lub jednostki kogeneracji należącej do odbiorcy końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych, w rozumieniu przepisów ustawy z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne, na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w tych jednostkach wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi”.

Celem powyższych zmian jest umożliwienie sprawnego przygotowania i realizacji przyłączy lub gazociągów łączących jednostki produkujące energię elektryczną lub ciepło również z siecią dystrybucyjną.

Rosnące w ostatnim czasie zainteresowanie przedmiotowych jednostek paliwem gazowym wynika z konieczności spełnienia zaostrzonych standardów emisyjnych wynikających z dyrektyw Parlamentu Europejskiego.

Rozszerzenie art. 38 pkt 5 o sieć dystrybucyjną jest rozwiązaniem kluczowym nie tylko z powodów gospodarczych czy ekologicznych, ale przede wszystkim z punktu widzenia korzyści społecznych, czyli zmniejszenia kosztów zdrowotnych wynikających z zanieczyszczenia środowiska.

Agnieszka Krajewska-Olech, Polska Spółka Gazownictwa

## PSG podsumowała gazyfikację miasta i gminy Czyżew

– Gazyfikacja Czyżewa to efekt realizacji strategii Polskiej Spółki Gazownictwa, która zakłada m.in. likwidację tzw. białych plam na gazowej mapie Polski – powiedział w Czyżewie **Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa**. 5 lipca br. w Czyżewie odbyła się konferencja prasowa podsumowująca gazyfikację tego miasta i gminy.

– Cieszę się, że z gazowej mapy Polski zniknęła kolejna biała plama. Gazyfikacja takich miejscowości jak Czyżew to realizacja ważnego zadania Polskiej Spółki Gazownictwa i element programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski, dzięki któremu mieszkańcy mniejszych miejscowości mają szansę na dostęp do ekologicznego paliwa, jakim jest gaz ziemny – powiedział Robert Wię-

kowski. – Analiza efektywności ekonomicznej gazyfikacji Czyżewa wykazała, że najlepszym rozwiązaniem jest tu zastosowanie sieci gazowej opartej na stacji regazyfikacji LNG. Proces regazyfikacji, czyli zmiany postaci ciekłej gazu na lotną, następuje na stacji regazyfikacji i nie wpływa na koszt dystrybucji. Tym samym mieszkańcy i przedsiębiorcy z Czyżewa mają dostęp do tego niskoemisyjnego źródła ciepła – wyjaśnił.

Po zakończeniu konferencji prasowej odbyła się uroczystość wręczenia odznaczeń i nadawania stopni górniczych za 2020 rok pracownikom Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku. W uroczystości udział wzięli m.in. prezes Robert Więckowski, Bohdan Paszkowski, wojewoda podlaski, oraz dziesięciu pracowników oddziału.



W gazyfikacji gminy Czyżew Polska Spółka Gazownictwa (Oddział Zakład Gazowniczy w Białymstoku) zastosowała tzw. gazyfikację wyspową opartą na stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Działająca od grudnia 2020 roku stacja regazyfikacji LNG przy ul. Przemysłowej w Czyżewie ma przepustowość 630 Nm<sup>3</sup>/h – w jej skład wchodzi zbiornik kriogeniczny o pojemności 43 m<sup>3</sup> oraz stacja redukcyjno-pomiarowa. Stacja zasila sieć gazową o długości ponad 15 km. Gaz ze stacji LNG, podobnie do tradycyjnej technologii sieciowej, dostarczany jest do odbiorców biznesowych i indywidualnych.

Prace nad gazyfikacją gminy Czyżew Polska Spółka Gazownictwa rozpoczęła w 2017 roku, ale jeszcze przed zakończeniem budowy docelowej stacji regazyfikacji LNG, z uwagi na duże zainteresowanie potencjalnych odbiorców paliwa gazowego z gminy Czyżew, PSG podjęła

decyzję o zastosowaniu tymczasowej stacji LNG – dzięki temu jeszcze w czerwcu 2019 roku możliwe było przyłączenie do sieci gazowej pierwszego odbiorcy. W grudniu 2020 roku ukończona została docelowa stacja regazyfikacji LNG w Czyżewie oraz sieć gazowa na terenie miasta. Dalsza rozbudowa sieci na terenie gminy oraz przyłączenie jej mieszkańców do sieci będzie odbywało się na pod-



stawie wydawanych przez PSG warunków przyłączenia oraz zawieranych umów o przyłączenie.

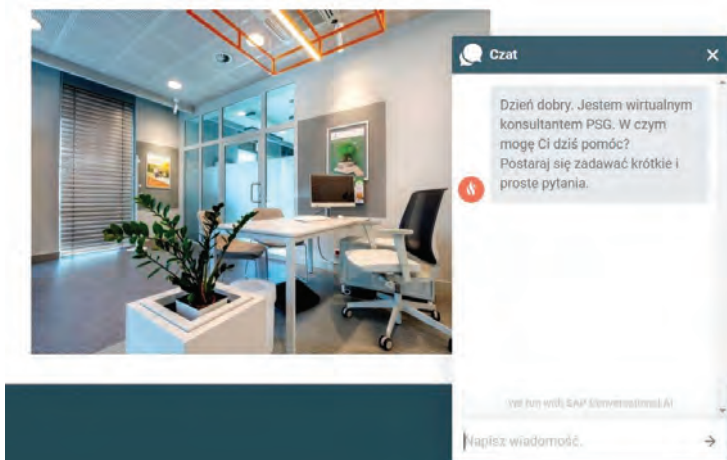
**Departament Komunikacji,  
Polska Spółka Gazownictwa**

## ChatBot – ruszył nowy kanał kontaktu z klientami PSG

W połowie lipca br. Polska Spółka Gazownictwa uruchomiła na swojej stronie internetowej ChatBot, nowe narzędzie, które poszerzyło wachlarz możliwości kontaktu klientów ze spółką.

ChatBot odpowiada na pytania klientów dotyczące m.in. przyłączenia do sieci gazowej, odczytów, reklamacji, uruchomienia i wstrzymania dostaw gazu czy legalizacji gazomierza. W razie potrzeby kieruje na stronę [www.psgaz.pl](http://www.psgaz.pl), wskazując miejsce, gdzie klient może pobrać interesujące go dokumenty czy zapoznać się ze sposobami kontaktu ze spółką.

Wdrożenie narzędzia ChatBot przyczyni się do podniesienia efektywności oraz usprawnienia procesu obsługi klientów, a także odciążenia pracowników PSG poprzez automatyczne udzielanie odpowiedzi na najczęściej zadawane przez klientów pytania. ChatBot uczy się każdego dnia – dzięki wpisywanym przez klientów pytaniom i systematycznej pracy nad logiką odpowiedzi oraz doprecyzowaniem i formułowaniu nowych treści.



**Aleksandra Szczucka,  
Polska Spółka Gazownictwa**

# „Złoty spaw” na interkonektorze gazowym Polska–Słowacja

**Tomasz Pietrasieński**

3 sierpnia br. spółki GAZ–SYSTEM i Eustream a.s. na granicy Polski ze Słowacją wykonały symboliczny „złoty spaw” na gazociągu, który łączy systemy gazowe obu krajów.

– „Złoty spaw” łączy gazowe systemy przesyłowe Polski i Słowacji. Ten interkonektor, podobnie jak układany dziś na dnie Bałtyku Baltic Pipe, umożliwi realizację śmiałego projektu. Od Bałtyku po gór szczyty, i dalej aż na południe kontynentu, ma popłynąć gaz sprowadzany z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego lub jako LNG z całego świata. Budowa prowadzona na tym trudnym terenie to dobry przykład, że biegnąca grzbietem Karpat granica sprzyja współpracy naszych narodów – powiedział **minister Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.**

– Połączenie systemów gazowych Polski i Słowacji przyczyni się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw gazu i jest ważnym elementem współpracy państw

w ramach inicjatywy Trójmorza. Zaawansowanie prac budowlanych na interkonektorze obecnie wynosi ponad 90%. Zakończenie inwestycji i uruchomienie gazociągu planujemy zgodnie z wcześniej deklarowanymi na rynku terminami, czyli w I kwartale 2022 roku – powiedział **Tomasz Sępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM.**

– Spoina transgraniczna symbolizuje wielki postęp w pracach budowlanych zarówno po stronie polskiej, jak i słowackiej. Nowe połączenie przyniesie ogromne korzyści dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej i chciałbym podziękować przede wszystkim naszym partnerom, którzy pomagają w urzeczywistnieniu tego projektu – powiedział **Rastislav Ľukovič, dyrektor generalny Eustream a.s.**



Karol Galek, sekretarz stanu w ministerstwie gospodarki Słowacji, i Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.



Od lewej: Rastislav Nukovic, dyrektor generalny Eustream, Karol Galek, sekretarz stanu w ministerstwie gospodarki Słowacji, i Marcin Kapkowski, wiceprezes GAZ-SYSTEM.

Interkonektor Polska–Słowacja ma długość łączną około 164 km, a średnicę DN 1000. Trasa gazociągu po stronie polskiej (Strachocina–granica RP) wynosi 61,3 km i przechodzi przez teren trzech gmin województwa podkarpackiego: Sanok, Bukowsko i Komańcza. Długość interkonektora po stronie słowackiej wynosi około 103 km i kończy się na tłoczni gazu Veľké Kapušany na Słowacji. Gazociągiem będzie można przesłać do 4,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie w stronę Słowacji lub 5,7 mld m<sup>3</sup>/rok w stronę Polski. Po stronie polskiej budowa interkonektora ruszyła we wrześniu 2019 roku, a po słowackiej rok wcześniej.

Mimo trudnego terenu i przeszkód na obszarze Kotliny Sanu, Pogórza Bukowskiego i Beskidu Niskiego prace budowlane są bardzo zaawansowane. Podczas realizacji projektu w Polsce wykonano ponad 20 przekroczeń bezwykopowych. Zrealizowano też najdłuższy w Polsce horyzontalny przewiert sterowany (HDD) w podłożu skalnym



pod rzeką Sanoczek na głębokości około 50 m i o długości 1124 m.

Budowa gazociągu jest inwestycją o znaczeniu europejskim, współfinansowaną przez Unię Europejską w ramach instrumentów „Łącząc Europę” (CEF – *Connecting Europe Facility*) oraz „Transeuropejska sieć energetyczna” (*Trans European Networks-Energy – TEN-E*).

Komisja Europejska w październiku 2013 roku przyznała inwestycji status „Projektu wspólnego zainteresowania” (PCI – *Project of Common Interest*) i podtrzymała go w kolejnych listach publikowanych co dwa lata.

Nowy gazociąg Polska–Słowacja jest częścią planowanej inicjatywy *European Hydrogen Backbone*.

Autor jest ekspertem w GAZ-SYSTEM.

# Kawerny solne – najlepszy sposób wielkoskalowego podziemnego magazynowania wodoru

**Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski**

Historia podziemnego geologicznego magazynowania węglowodorów gazowych i płynnych na świecie sięga lat 20. XX wieku. W Polsce w strukturach geologicznych magazynuje się gaz ziemny i węglowodory płynne. Magazynowanie gazu ziemnego w strukturach geologicznych rozpoczęło się w 1954 roku w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego Rostoki znajdującym się koło Jasła. Szybki rozwój PMG w Polsce rozpoczął się w 1979 roku, w którym rozpoczęto eksploatację PMG Brzeźnica oraz PMG Swarzędz. Następnie do eksploatacji były włączane PMG Strachocina, PMG Husów, PMG Wierzchowice oraz magazyny kawernowe KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

## Jak magazynujemy substancje w strukturach geologicznych?

Węglowodory gazowe i płynne można magazynować na wielką skalę w następujących strukturach geologicznych:

- częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej,
- warstwach wodonośnych,
- kawernach solnych wylugowanych w pokładowych i wysadowych złożach soli kamiennej,
- wyrobiskach pokopalnianych, na przykład węgla kamiennego,
- grotach skalnych.

Każda wymieniona powyżej struktura geologiczna charakteryzuje się określonymi właściwościami fizycznymi, determinującymi możliwości budowy PMG o określonych parametrach techniczno-eksploatacyjnych pracy, z których najważniejsze to pojemność czynna i buforowa, moc zatłaczania i odbioru, zdolność do wykonywania wielu cykli w roku czy możliwość magazynowania krótko-, średnio- i długoterminowego.

## Jaka jest najlepsza technologia wielkoskalowego magazynowania wodoru?

Raport GIE<sup>1</sup> jednoznacznie wskazuje kawerny solne jako jedyny typ magazynu, którego przydatność do magazynowania czystego wodoru lub mieszaniny wodoru i gazu ziemnego została udowodniona. Obecnie w USA i Wielkiej Brytanii istnieją już kawerny solne, w których przechowywany jest wodór w postaci gazowej, przy czym do tej pory nie stanowią one magazynów energii. Zgromadzony w nich wodór wykorzystywany jest do celów technologicznych w zakładach petrochemicznych. Niemniej jednak obecnie obserwuje się duży nacisk na badania możliwości wykorzystania kawern solnych do magazynowania wodoru jako nośnika energii. W tym celu na świecie uruchomiono wiele projektów (m.in. *Green Hydrogen Hub* w Danii<sup>2</sup>, *HYPOS* w Niemczech<sup>3</sup> czy *Hygeo* we Francji<sup>4</sup>). W krajach, w których nie są dostępne złoża soli kamiennej proponuje się alternatywne rozwiązania w postaci magazynowania wodoru w grotach skalnych – niesolnych (np. projekt *Vattenfall* w Szwecji<sup>5</sup>).

Mimo że wiele wskazuje na to, iż kawerny solne są najlepszym sposobem magazynowania energii w postaci wodoru, to we wspomnianym raporcie GIE wskazano, że magazynowanie wodoru w wyeksploatowanych złożach gazu i ropy oraz w warstwach wodonośnych wykazuje spory potencjał, ale wymaga dalszych

badań w celu udowodnienia przydatności do magazynowania czystego wodoru lub mieszaniny gazu ziemnego i wodoru. Trudno jednak wyobrazić sobie przedsięwzięcia z wykorzystaniem warstw wodonośnych jako zbiorników wodorowych (kwestie szczelności czy ochrony środowiska) w Polsce, gdzie złoża soli występują powszechnie, niekiedy stosunkowo płytko pod powierzchnią terenu.

## Ile obecnie istnieje magazynów kawernowych na świecie i w Polsce?

W takich krajach jak Niemcy, Wielka Brytania, Dania czy Holandia, w których występują złoża soli kamiennej i korzystne warunki geologiczno-górnictwa dla budowy magazynów kawernowych, ich udział stanowi większość. Tylko w Ameryce Północnej działa ponad 2000 kawern, w których magazynuje się ropę naftową, paliwa, gaz ziemny, sprężone powietrze i wodór. W Niemczech prowadzi się eksploatację ponad 300 kawern<sup>6</sup>. Również w Polsce występują wysadowe i pokładowe złoża soli kamiennej, pozwalające na budowę nowoczesnych magazynów gazu i innych substancji w kawernach solnych.

Pierwsza kawerna solna została wybudowana w wysadzie solnym Mogilno i oddana do eksploatacji w 1997 roku. Obecnie istnieją trzy podziemne magazyny kawernowe, w których eksploatowane są 34 kawerny na gaz ziemny, ropę naftową i paliwa. Najstarszym magazynem tego typu jest Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno, w którym gaz ziemny przechowywany jest w 14 kawernach zlokalizowanych w wysadzie solnym.

W 2010 roku rozpoczęto budowę Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo i gaz ziemny magazynuje się tam w 8 kawernach zlokalizowanych w pokładowym złożu soli kamiennej Mechelinki. Od 2002 roku w 12 kawernach solnych magazynuje się ropę naftową i paliwa płynne w Podziemnym Magazynie Ropy i Paliw Góra koło Inowrocławia.

## Jak duże są kawerny solne?

Kawerny solne KPMG Mogilno, wybudowane w wysadowym złożu soli kamiennej, położone są na różnych głębokościach w przedziale 600–1600 m p.p.t., mają różne kształty i objętości geometryczne: od około 200 do 600 tys. m<sup>3</sup>. Natomiast kawerny solne KPMG Kosakowo wybudowane są w złożu pokładowym i położone są praktycznie na tej samej głębokości: 1030–1150 m p.p.t. i mają zbliżone kształty i objętości geometryczne – około 200 tys. m<sup>3</sup>.

Obecnie na świecie w eksploatacji jest 6 kavern solnych wypełnionych wodorem wykorzystywanym przez przemysł petrochemiczny. W Wielkiej Brytanii (*Teeside*) i Stanach Zjednoczonych istnieje kilka miejsc do przechowywania wodoru w kavernach solnych (np. *Clemens Dome*, *Spindletop*, *Moss Bluff*). Magazyn wodoru w trzech kavernach solnych posadowionych na głębokości 350–450 metrów i łącznej objętości 210 000 m<sup>3</sup> działa na *Teeside* od lat 70. XX wieku. Kawerny solne w *Clemens Dome* i *Moss Bluff* zbudowane są w wysadach solnych na głębokości 800 m (strop kawerny), o objętości ponad 500 000 m<sup>3</sup>.

### Ile wodoru/energii można zmagazynować w kavernach solnych?

Szacuje się, że pojedyncza kawerna solna o objętości geometrycznej 200 tys. m<sup>3</sup>, posadowiona na głębokości 1000–1200 m p.p.t. i maksymalnym dennym ciśnieniu magazynowania 17 MPa pozwoli na zmagazynowanie około 2200–2400 Mg wodoru, tj. około 82,5 GWh.

W naszym kraju występują korzystne warunki geologiczne do budowy wielkoskalowych magazynów kawernowych do celów magazynowania energii w postaci wodoru. Złoża soli kamiennych występują w Polsce zarówno w formie złóż pokładowych, jak i wysadowych. Na podstawie badań opublikowanych w raporcie GIE przewiduje się, że Polska będzie miała potrzeby magazynowania wodoru na poziomie 3,6 TWh w 2030 roku i około 36,5 TWh w 2050 roku.

### Jak działa kawerna solna?

Kawerny solne wykonywane są metodą podziemnego ługowania złoża soli kamienniej, które uprzednio zostało udostępnione otworami wiertniczymi. Proces ługowania projektowany jest z wykorzystaniem komputerowych symulacji oraz kontrolowany cyklicznymi pomiarami kształtu kawern przy użyciu echosondy ultradźwiękowej. Powstająca w procesie ługowania solanka może zostać zagospodarowana przemysłowo lub odprowadzona do morza.

Wykonana w ten sposób kawerna, wyposażona w odpowiednie instalacje wgłębne, poddawana jest testom mającym na celu potwierdzenie jej szczelności dla magazynowanego medium. Po pozytywnej weryfikacji następuje pierwsze zatłaczanie gazu, z jednoczesnym wytłaczaniem pozostałej w kawernie po procesie ługowania solanki. Wypełniona niemal w całości magazynowanym medium kawerna jest gotowa do eksploatacji.

### Zalety magazynowania wodoru w kavernach solnych

Przydatność złóż soli dla budowy podziemnych magazynów gazu została udowodniona poprzez budowę i eksploatację kilkuset kavern magazynowych na świecie. Doświadczenia uzyskane przy ich budowie w dużej mierze będą mogły być wykorzystane przy wykonaniu kawerny wodorowej.

Kawernowe podziemne magazyny gazu są najbardziej elastycznymi magazynami, o bardzo dużej mocy zatłaczania i odbioru gazu. Magazyny te są w stanie w krótkim czasie (w kilka godzin) zmienić strumień gazu z odbioru na zatłaczanie i odwrotnie przez cały rok. Dlatego z punktu widzenia zaspokajania niedoborów szczytowych, pracy wielocyklowej w ciągu roku czy uruchomienia w dowolnej chwili zapasów gazu w sytuacjach kryzysowych, kawerny solne mają znacznie większe znaczenie od innych typów magazynów.

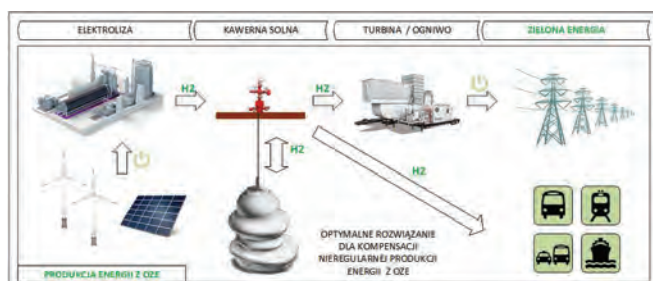
### Rola magazynów wodoru w transformacji energetycznej

Jednym z najważniejszych wyzwań transformacji energetycznej w Polsce i na świecie będzie integracja mało elastycznych z punktu widzenia produkcji energii OZE oraz opracowanie i wdrożenie skutecznej metody magazynowania energii na dużą skalę. Magazynowanie energii w krótkich okresach będzie można zaspokoić za pomocą małych, zdecentralizowanych systemów magazynowania, natomiast średnio- i długoterminowe magazynowanie będzie wymagało rozwoju technologii wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej. Jedną z najbardziej obiecujących metod wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej jest jej przechowywanie w postaci sprężonego wodoru w strukturach geologicznych. Wykorzystywanie wodoru jako nośnika energii może w przyszłości pomóc w rozwiązaniu problemu bilansowania sieci, gdy do miksu energetycznego wprowadzane będą duże ilości energii odnawialnej o zmiennej wydajności.

### Magazynowanie wodoru w kavernach solnych w Polsce

Wychodząc naprzeciw wyzwaniom transformacji energetycznej oraz mając na uwadze obecny stan wiedzy i ogólnoswiatowe trendy, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, wspólnie z Gas Storage Poland, uruchomiło przedsięwzięcie mające na celu wielkoskalowe magazynowanie energii w postaci wodoru na potrzeby rozwoju rynku OZE w Polsce. Pierwszym krokiem jest uruchomiony w 2020 roku projekt H2020, który zakłada budowę pierwszej w Polsce instalacji demonstracyjnej wraz z kawerną badawczą w wysadzie solnym w celu zdobycia odpowiednich kompetencji technicznych i potwierdzenia bezpieczeństwa pracy i niezawodności kawernowego magazynu wodoru. Projekt zakłada budowę kawern do magazynowania zielonego wodoru współpracujących ze źródłem OZE, elektrolizerem dużej mocy

Schemat ideowy organizacji pracy magazynu wodoru w kavernach solnych



do wytwarzania zielonego wodoru oraz ogniwami paliwowymi i/lub turbiną wodorową do produkcji zielonej energii. W dalszych planach zakłada się stworzenie instalacji komercyjnych umożliwiających wielkoskalowe magazynowanie wodoru dla potrzeb funkcjonowania lokalnych hubów wodorowych.

Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski, Gas Storage Poland sp. z o.o.

<sup>1</sup> *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system, Guidehouse study, Gas Infrastructure Europe 2021.*

<sup>2</sup> <https://greenhydrogenhub.dk/>

<sup>3</sup> <https://www.hypos-eastgermany.de/>

<sup>4</sup> <https://terega.fr/>

<sup>5</sup> <https://group.vattenfall.com/>

<sup>6</sup> [https:// Donadei S., Schneider G-S. Compressed air energy storage in underground formations. Storing Energy 2016.](https://Donadei S., Schneider G-S. Compressed air energy storage in underground formations. Storing Energy 2016.)

PGNiG TERMIKA zmierza w stronę Europejskiego Zielonego Ładu.

# Najbliższy przystanek: gazociąg do EC Siekierki

Realizując postanowienia założeń strategii Europejskiego Zielonego Ładu, PGNiG TERMIKA zamierza dokonać wielomilionowej modernizacji Elektrociepłowni Siekierki. Jedną z nich ma być strategiczna pod tym względem budowa gazociągu oraz bloku gazowo-parowego.

Celem Komisji Europejskiej, na który zgodziły się państwa członkowskie, jest osiągnięcie do 2050 roku neutralności klimatycznej przez Unię Europejską. Aby było to możliwe, sektor ciepłowniczy także musi przejść transformację. Dlatego PGNiG TERMIKA SA planuje wiele inwestycji, które mają przekierować warszawski sektor ciepłowniczy w stronę nisko- bądź zeroemisyjnych źródeł energii. Kluczowa pod tym względem jest budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Siekierki i prowadzącego do niego gazociągu.

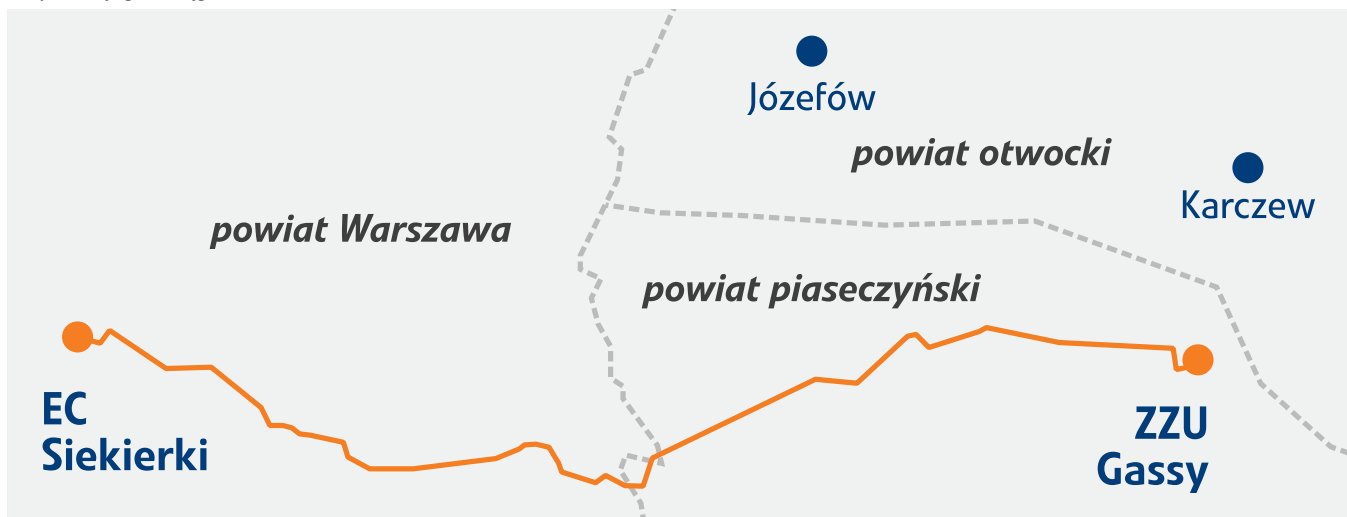
– PGNiG TERMIKA, patrząc strategicznie w przyszłość, przygotowuje się do zapewnienia naszym odbiorcom, w tym przede wszystkim mieszkańcom Warszawy, zielonego ciepła i energii – powiedział **Jarosław Maślany, wiceprezes zarządu ds. operacyjnych PGNiG TERMIKA**. Obecnie głównym paliwem w Polsce jest węgiel kamienny. Produkcja w zakładach PGNiG TERMIKA również opiera się w około 90% na węglu. Aby to zmienić, stawiamy na takie działania jak budowa bloku wielopaliwowego, modernizacja EC Pruszków, trwająca budo-

wa bloku parowo-gazowego w EC Żerań, a przede wszystkim planowana budowa podobnego bloku w EC Siekierki. W efekcie udział węgla w naszej produkcji spadnie do 15%, a udział gazu wzrośnie do 75%.

W PGNiG TERMIKA zdajemy sobie sprawę z tego, iż z powodu przyjętej przez UE polityki odchodzenia od stałych paliw kopalnych i finansowania tego typu inwestycji nie będziemy mogli pozyskać zewnętrznego dofinansowania na modernizację istniejących już bloków węglowych Elektrociepłowni Siekierki. Inwestycja w blok gazowo-parowy nie tylko utrzyma bezpieczeństwo energetyczne Warszawy, ale nawet je zwiększy. Obecna moc cieplna EC Siekierki to 1945 MW, a moc elektryczna 622 MW. Po wybudowaniu bloku gazowo-parowego wartości te wzrosną odpowiednio do około 2200 MW i 1000 MW.

Rozpoczęcie budowy gazociągu przewidywane jest na 2024 rok, zaś bloku gazowo-parowego na 2025 rok. Mając na uwadze wszystkie czynniki, w tym obawy mieszkańców, podstawą działań PGNiG TERMIKA jest dialog społecz-

Mapa trasy gazociągu







EC Żerań

ny i transparentność planowanych inwestycji. Dotyczy to wszystkich planowanych przez spółkę przedsięwzięć. Trasa przebiegu gazociągu siekierskiego została opracowana i zweryfikowana wielokrotnie w terenie pod kątem takich kryteriów, jak występowanie obszarów cennych kulturowo i przyrodniczo, wpływ na istniejące obiekty budowlane, w tym budynki mieszkalne, planowane przyszłe inwestycje, obecny i przyszły sposób zagospodarowania terenów oraz warunki geologiczne i hydrogeologiczne.

– Duży nacisk kładziemy na to, aby przyszła budowa gazociągu była prowadzona z pełnym poszanowaniem środowiska naturalnego i pod nadzorem przyrodniczym – zapewnia Jarosław Maślany. – Ponieważ na trasie planowanej inwestycji znajduje się także rezerwat Morysin, na jego terenie zaplanowaliśmy prace metodą bezwykopową na głębokości od 4 do około 18 m, więc praktycznie bez ingerencji w rezerwat. PGNiG TERMIKA wykonuje inwentaryzację przyrodniczą i zastosuje środki zaradcze w celu ograniczenia ingerencji w środowisko naturalne do niezbędnego minimum. Prace budowlane będą prowadzone poza rezerwatem przyrody. Te idee towarzyszą nam w przypadku wszystkich naszych inwestycji.

Nie jest to jedyna planowana inwestycja mająca zapewnić jakościową i procentową przemianę w miksie energetycznym PGNiG TERMIKA. Oprócz kończącej się wspomnianej budowy bloku gazowo-parowego w EC Żerań, budowy gazociągu do Ciepłowni Kawęczyn i modernizacji zakładu w Pruszkowie, w Grupie Kapitałowej PGNiG TERMIKA powstaje też oparta na błękitnym paliwie ciepłownia w Przemyśle. PGNiG TERMIKA jest także współwłaścicielem nowoczesnego bloku gazowo-parowego pracującego w Stalowej Woli.

1 kwietnia br. zostało podpisane porozumienie na rzecz poprawy bezpieczeństwa energetycznego i ciepłownictwa Chełma. Jego sygnatariuszami są PGNiG TERMIKA oraz PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. wraz z prezydentem Chełma i Miejskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej w Chełmie. Porozumienie zakłada współpracę przy budowie kogeneracyjnego źródła dla miejskiego systemu ciepłowniczego. PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona

zaznacza też swoją obecność na mapie ciepła systemowego, inwestując w miastach średniej wielkości. Wśród kontynuowanych i planowanych działań opartych na paliwie gazowym są między innymi:

- budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej w Dęblinie,
- Covers – budowa kotłowni osiedlowej w Kołobrzegu,
- PFR Nieruchomości w Toruniu: budowa 8 kotłowni gazowych na dachach każdego budynku osiedla mieszkaniowego realizowanego w ramach programu „Mieszkanie plus” w Toruniu,
- budowa kotłowni gazowej mogącej zasilić w ciepło budynki parafii pw. NMP Matki Kościoła w Jastrzębiu-Zdroju,
- astąpienie kotłowni węglowej w Żyrardowie gazową,
- budowa jednostki kogeneracji przyłączonej do sieci PEC Żyrardów,
- budowa kotłowni gazowej PEC Żyrardów,
- kontenerowa kotłownia gazowa we Wrocławiu,
- budowa ciepłowni osiedlowej na Osiedlu Sterowców w Dywitach,
- budowa agregatu kogeneracyjnego w zabudowie kontenerowej w Dęblinie.

Kolejne mocne „gazowe kroki” w południowej Polsce stawia też PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA. Obecnie spółka modernizuje ciepłownię w Raciborzu (instalując dwa kotły gazowe o mocy 3 MW każdy) i przygotowuje się do budowy instalacji kogeneracyjnej zlokalizowanej poza zakładem w Raciborzu. W ramach nowej elektrociepłowni na Ostrogu zainstalowane zostaną silnik gazowy o mocy 2 MWe oraz kotły gazowe o łącznej mocy grzewczej 4 MWc. Spółka planuje zakończyć inwestycję w 2023 roku.

Zaangażowanie PGNiG TERMIKA i podległych jej spółek w przemianę polskiego ciepłownictwa opartego na gazie nabiera więc wyraźnego przyspieszenia. Siekierski gazociąg będzie tego wyraźnym przykładem – dostarczy niebieskie paliwo do największej elektrociepłowni w Unii Europejskiej.

**Biurowo Komunikacji PGNiG TERMIKA SA**

# Produkty gasLUX i gasLUX Green

## – rozwiązania IT wspierające branżę gazową

Jakub Rak, Severyn Dranchuk, Piotr Błach

Europejski Zielony Ład wyraźnie wskazuje, że w przyszłości gaz ziemny powinien zostać wyeliminowany z mixu energetycznego UE kosztem OZE i gazów odnawialnych. Zanim to jednak nastąpi będzie on pełnił kluczową rolę „pomostu” do całkowitej neutralności klimatycznej. Z tego powodu Grupa Kapitałowa Transition Technologies aktywnie wspiera sektor gazu ziemnego rozwiązaniami z rodziny produktów gasLUX. Nowe wyzwania, które wskazuje „zielona” transformacja sprawiły, że oprócz rodziny produktów przeznaczonych do wspierania gazu ziemnego równolegle rozwijana jest nowa grupa produktowa – gasLUX Green – obsługująca procesy specyficzne dla gazów odnawialnych.

Od ponad dziesięć lat Transition Technologies rozwija rodzinę produktów gasLUX przeznaczoną do wsparcia szerokiego zakresu procesów w trzech głównych segmentach łańcucha dostaw gazu ziemnego: przesył, magazynowaniu i dystrybucji. Rodzina produktów gasLUX zawiera dwie linie produktowe: TIMS (*Technical Installation Management System*) z narzędziami do wsparcia procesów technicznych oraz COMS (*Commercial Operations Management System*), która zawiera narzędzia do wsparcia procesów komercyjnych. Rozwiązania te wypracowywane są z myślą o wsparciu technicznych i komercyjnych operatorów infrastruktury gazowej, a także spółek multienergetycznych realizujących obrót gazem.

Modułowa budowa rozwiązań gasLUX pozwala na realizację wymagań klienta zgodnie z jego potrzebami. Takie podejście sprzyja rozwojowi systemów IT wraz ze wzrostem organizacji klienta. Jednocześnie, budowanie narzędzi do obsługi procesów komercyjnych i technicznych, a więc wspierających różne działy, ale opartych na tej samej platformie, pozwala na optymalizację finansową, komunikacyjną oraz pełną integrację. Uproszczoną strukturę produktów rodziny gasLUX przedstawia rysunek 1.

Produkty do wsparcia procesów technicznych rodziny gasLUX skupiają się na trzech obszarach funkcjonalnych: informacyjnym, symulacyjnym i optymalizacyjnym. Obszar informacyjny uwzględniony w przesył, magazynowaniu i dystrybucji zawiera narzędzia

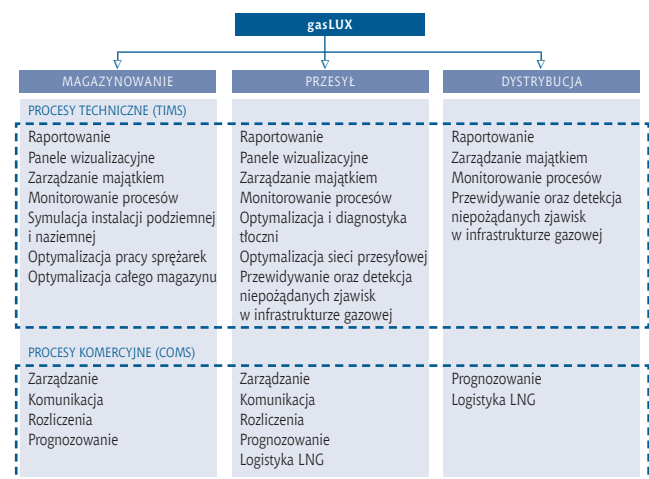
do monitorowania procesów technologicznych, zarządzania majątkiem technicznym, raportowania informacji, a także do prezentacji danych na panelach wizualizacyjnych. Produkty w obszarze informacyjnym mogą być ściśle powiązane z innymi rozwiązaniami symulacyjnymi i optymalizacyjnymi gasLUX. Dzięki odpowiednio zrealizowanej integracji zapewniany jest przepływ niezbędnych danych wejściowych do przeprowadzenia obliczeń, a także danych wyjściowych z produktów symulacyjnych i optymalizacyjnych w celu ich przechowywania, wyświetlania, a także dalszej analizy.

Rozwiązanie symulacyjne, zawierające cechy narzędzia diagnostycznego, przedstawione jest w postaci produktu do przewidywania i monitorowania niepożądanych zjawisk, takich jak korozja, wycieki gazu ziemnego lub deformacje gruntów w obrębie elementów infrastruktury przesyłowej, magazynowej, a także dystrybucyjnej. Dodatkowo, moduły symulacyjne w segmencie magazynowania gazu wspierają modelowanie wartości parametrów procesowych w elementach zarówno naziemnej, jak i podziemnej infrastruktury magazynów gazu. Unikalne rozwiązania wypracowane przez TT pozwalają na pełne zintegrowanie procesów symulacji w celu uzyskania kompleksowego technicznego obrazu magazynu.

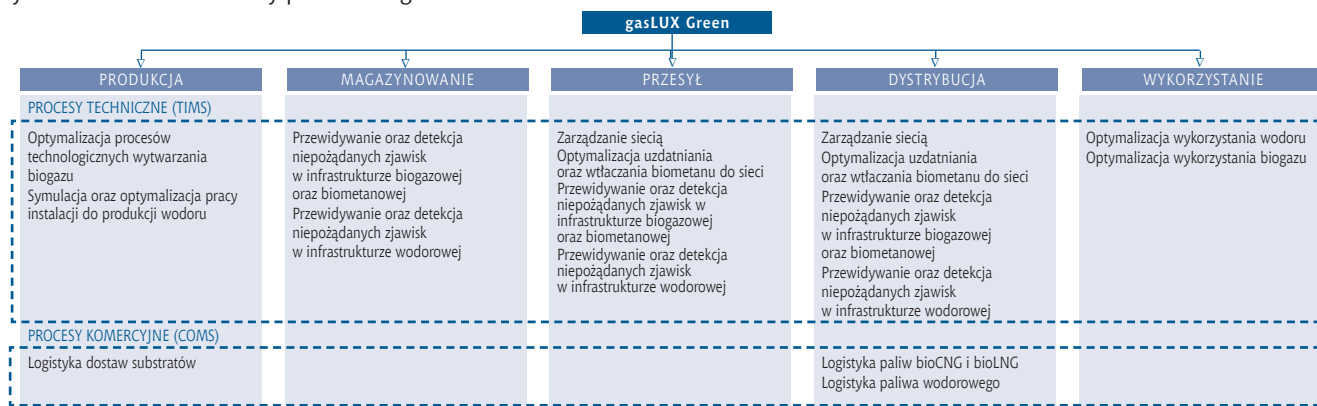
Moduły optymalizacyjne rodziny gasLUX zapewniają wsparcie przy podejmowaniu decyzji w zakresie minimalizacji kosztów eksploatacji tłoczni gazu przy magazynowaniu bądź przesył gazu. Ponadto, gasLUX zawiera dodatkowe narzędzia do optymalizacji pracy zarówno całych magazynów, jak i obszarów sieci przesyłowych gazu pod kątem kosztowym i wydajnościowym.

Rozwiązania gasLUX w obszarze komercyjnym zapewniają wsparcie w zakresie prognozowania zachowania klientów w segmentach przesyłu, magazynowania i dystrybucji, w tym ich planowanego zużycia gazu. Dzięki wykorzystaniu zaawansowanych algorytmów uczenia maszynowego możliwe jest modelowanie rzeczywistych poborów w porównaniu ze zgłaszanymi nominacjami klientów. Ponadto, w magazynowaniu i przesył produkty gasLUX wspierają procesy komercyjnego zarządzania, zapewnienia komunikacji oraz rozliczeń między uczestnikami rynku gazu. Relatywnie nowym kierunkiem, wspieranym przez moduły rodziny produktów gasLUX, jest logistyka dostaw LNG. Obejmując takie obszary jak harmonogramowanie zawinięć tankowców, regazyfikacja oraz harmonogramowanie dostaw LNG małej skali, produkt zapewnia wsparcie komercyjnych procesów zarówno w biznesie przesyłowym, jak i dystrybucyjnym.

Rysunek 1. Struktura rodziny produktów gasLUX



Rysunek 2. Struktura rodziny produktów gasLUX Green



Podążając za trendami Europejskiego Zielonego Ładu, zespół TT kontynuuje rozwój swoich narzędzi do wsparcia branży gazów odnawialnych w ramach nowo powstałej, wielomodułowej rodziny produktów gasLUX Green. Szczególny nacisk przy rozszerzeniu gamy produktowej rodziny gasLUX Green wywierany jest na wsparcie zarówno procesów technicznych, jak i biznesowych w obrębie takich nośników energii jak wódór, biogaz, biometan i metan syntetyczny. Za pomocą rozwijanych produktów skierowanych do branż gazów odnawialnych TT zamierza pokryć wszystkie etapy łańcucha dostaw: produkcję, magazynowanie, przesył, dystrybucję oraz wykorzystanie. Uproszczoną strukturę produktów rodziny gasLUX Green przedstawia rysunek 2.

Zagadnienie efektywnej oraz taniej produkcji wodoru jest ważnym aspektem dalszego rozwoju branży gazów odnawialnych. W portfelu produktów gasLUX Green TT rozwija narzędzia przeznaczone do techniczno-ekonomicznej optymalizacji procesów produkcji wodoru: zarówno opartych na metodzie elektrolizy, jak i bazujących na dekompozycji węglowodorów. Dodatkowo, przyszłościowe plany obejmują stworzenie produktów przeznaczonych do optymalizacji procesów sekwestracji dwutlenku węgla oraz produkcji metanu syntetycznego.

Również obszar produkcji biogazu – jako początkowa faza łańcucha dostaw – jest miejscem tworzenia nowych modułów optymalizujących proces wytwarzania tego nośnika energii. Zarówno w przypadku przesyłu, jak i dystrybucji ważny jest proces uzdatniania, a następnie zatłoczenia biometanu do sieci. Tworzone narzędzie będzie go optymalizować w celu minimalizacji kosztów eksploatacyjnych, uwzględniając przy tym ograniczenia prawne i techniczne sieci gazowej. Wraz z produktem do zamodelowania procesów wtlaczenia wodoru narzędzia te będą uzupełniać system do optymalizacji pracy sieci gazowych.

Obecnie rozwijamy narzędziem do kompleksowego wsparcia obszaru wykorzystania wyprodukowanego biogazu i biometanu jest optymalizator, którego zadaniem będzie maksymalizacja zysków na podstawie kryteriów technicznych i ekonomicznych. Dzięki swojej uniwersalności produkt ten wspierać będzie układy kilku biogazowni. W podobny sposób będzie funkcjonował rozwijany produkt do optymalizacji wykorzystania wyprodukowanego wodoru. W połączeniu elementów produkcji i wykorzystania w obszarach gazu ziemnego, biogazu, biometanu, wodoru oraz innych nośników energii rozwijany jest również system VPP, który ma za zadanie uwzględnienie w równej mierze zarówno komercyjnych, jak i technicznych aspektów działalności wirtualnych elektrowni.

W przypadku gazów odnawialnych równie ważnym aspektem będzie zapewnienie możliwości monitorowania stanu odpowiedniej infrastruktury. W tym celu tworzone są narzędzia pozwalające na przewidywanie i detekcję niepożądanych zjawisk, takich jak korozja (w tym wodorowa). Ponadto, produkty te zapewniają wsparcie dla ochrony środowiska w kontekście monitorowania deformacji gruntów oraz wycieków zarówno w instalacjach podziemnych, jak i naziemnych.

W kontekście biogazu kluczowym elementem części komercyjnej w obszarze produkcji jest logistyka dostaw substratów. Oferowane narzędzie zapewnia automatyzację dostaw i rozładunku. Odbywa się to na interaktywnym harmonogramie uwzględniającym różne substraty i miejsce ich pochodzenia. Dzięki temu operator biogazowni łatwo będzie mógł zarządzać planowaną produkcją, dobierając dostępne mieszaniny substratów.

Rozproszona infrastruktura zarówno odbiorców LNG, jak i stacji paliwowych stawia wymóg do przyszłego efektywnego zarządzania dostawami wytworzonego bioLNG i bioCNG. Procesy te wspierane są przez narzędzie logistyczne TT, które dzięki harmonogramowaniu i optymalizacji tras pozwoli na efektywne dostarczenie wyprodukowanego paliwa. Logistyka dostaw wodoru, wspierana przez produkty komercyjne gasLUX Green, będzie równie ważnym aspektem rozwoju branży gazów odnawialnych. Narzędzie to będzie pomocne zwłaszcza w początkowych etapach rozbudowy dedykowanej infrastruktury, na których możliwość zapewnienia przesyłu i dystrybucji wodoru siecią gazową będzie ograniczona z powodów technicznych.

Grupa Kapitałowa Transition Technologies aktywnie uczestniczy w rozwoju produktów informatycznych odpowiadających na potrzeby nowo powstających sektorów „zielonej” gospodarki, jednocześnie wspierając procesy dla paliwa przejściowego – gazu ziemnego. Odbywa się to zarówno poprzez rozwój istniejącego oprogramowania gasLUX, którego produkty dostosowywane są do obsługi gazów odnawialnych, jak i poprzez stworzenie nowej rodziny produktów – gasLUX Green. Takie portfolio produktów pozwoli wszystkim zainteresowanym stronom na zapewnienie wsparcia procesów technicznych i komercyjnych zarówno w obecnej gospodarce wykorzystującej gaz ziemny, jak i w „zielonej” gospodarce przyszłości.

**Jakub Rak, zastępca dyrektora ds. rynku LNG oraz gazu ziemnego Transition Technologies S.A.**  
**Severyn Dranchuk, kierownik ds. rozwoju biznesu Transition Technologies S.A.**  
**Piotr Błach, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.**

# Sposoby ograniczenia emisji metanu do atmosfery poprzez zagospodarowanie metanu z pokładów węgla na przykładzie JSW

Marek Borowski, Zbigniew Kuczera, Artur Badyłak

Ograniczenie emisji metanu do atmosfery poprzez jego gospodarcze wykorzystanie przynosi w skali lokalnej wymierne korzyści dla spółek górniczych, samorządów lokalnych i mieszkańców, a globalnie przyczynia się do obniżenia efektu cieplarnianego. Jastrzębska Spółka Węglowa konsekwentnie wdraża proekologiczne sposoby gospodarczego wykorzystania metanu ujętego systemami odmetanowania. W 2020 roku 60% całkowitej ilości ujętego metanu z pokładów węgla udało się zagospodarować na cele energetyczne. W artykule przedstawiono zbiorcze zestawienie ilości ujętego odmetanowaniem oraz zagospodarowanego metanu wraz ze sposobami jego wykorzystania w celu ograniczeniu emisji do atmosfery.

W polskim górnictwie węgla kamiennego większość kopalń eksploatuje węgiel z pokładów metanowych. Najwięcej z nich zlokalizowanych jest w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. W celu zabezpieczenia załogi górniczej przed zagrożeniem metanowym stosowane są systemy odmetanowania. Metan z pokładów węgla ujmowany systemem otworów drenażowych ogranicza zagrożenie metanowe, zapewniając bezpieczne warunki pracy oraz przynosi dodatkowe korzyści materialne towarzyszące produkcji węgla kamiennego. W zakresie stężeń od 30 do 100% może być wykorzystany jako paliwo w piecach hutniczych, piecach i kotłach grzewczych, palnikach przemysłowych oraz w silnikach lub turbinach gazowych (UNECE, 2008, UNECE, 2016). Po oczyszczeniu i sprężeniu może być załęczany do gazociągów gazu zimnego lub wykorzystywany jako paliwo (CNG) w pojazdach samochodowych.

W artykule przedstawiono podział i opis stosowanych systemów odmetanowania i przeprowadzono analizę wyników pomiarów emisji metanu ujętego systemem odmetanowania dla najczęściej stosowanych systemów drenażowych w polskiej praktyce górniczej na przykładzie Jastrzębskiej Spółki Węglowej. Prognoza emisji metanu do atmosfery w wyniku eksploatacji górniczej jest szczególnie ważna w przypadku wejścia metanu do Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS). Kontrola jego ujęcia za pomocą systemów odmetanowania będzie w tym wypadku odgrywać kluczową rolę na rynku handlu emisjami i pozwoli firmom wydobywczym planować preliminarz wydatków związanych z prowadzeniem przedsiębiorstwa.

## Metody odmetanowania

Odmetanowanie górotworu jest najbardziej efektywną metodą zwalczania zagrożenia metanowego. Pozwala zminimalizować wypływy lub nagłe wyrzuty metanu i skał do wyrobisk górniczych, w których pracują ludzie. Na podział metod odmetanowania pokładów węgla wpływ mają czynniki geologiczno-górniczne i technologiczne. Odmetanowanie pokładów węgla można podzielić

[Nawrat i in., 2009, Borowski i Kuczera, 2018] w sposób następujący:

- ze względu na lokalizację urządzenia wiertniczego na:
  - odmetanowanie otworami z powierzchni,
  - odmetanowanie otworami z wyrobisk górniczych (podziemne),
  - odmetanowanie z powierzchni i z wyrobisk górniczych,
- ze względu na czas odmetanowania w stosunku do prac eksploatacyjnych na:
  - odmetanowanie wyprzedzające – przed prowadzoną eksploatacją,
  - odmetanowanie eksploatacyjne – prowadzone równocześnie z eksploatacją węgla,
- ze względu na kierunek otworu drenażowego na:
  - odmetanowanie otworami diagonalnymi,
  - odmetanowanie otworami horyzontalnymi,
  - odmetanowanie otworami lateralnymi.
- ze względu na sposób zwiększania gazoprzepuszczalności pokładów węgla na:
  - odmetanowanie bez szczelinowania,
  - odmetanowanie ze szczelinowaniem hydraulicznym,
  - odmetanowanie ze szczelinowaniem za pomocą materiałów wybuchowych,
  - odmetanowanie ze szczelinowaniem przy użyciu gazów (np. azotu, dwutlenku węgla),
- ze względu na długość otworów drenażowych na:
  - odmetanowanie otworami krótkimi – do 200 m,
  - odmetanowanie otworami długimi – do kilku kilometrów.

W polskim górnictwie odmetanowanie pokładów węgla kamiennego stosuje się na różnych etapach robót górniczych, na które składają się roboty przygotowawcze, eksploatacyjne i likwidacyjne. Podczas robót przygotowawczych stosuje się odmetanowanie wyrobisk korytarzowych, które polega na wykonywaniu otworów drenażowych z drążonych wyrobisk przygotowawczych. Następnie przechodzi się do fazy odmetanowania wyprzedzającego (jeżeli jest ono opłacalne), które polega na wykonywaniu

otworów drenażowych w górotworze nieodprężonym, w którym panuje pierwotny stan naprężeń, czyli przed rozpoczęciem eksploatacji węgla. Kolejnym etapem jest odmetanowanie eksploatacyjne, które polega na wykonywaniu otworów drenażowych w czasie eksploatacji pokładów węgla w górotworze o zmieniającym się w czasie stanie naprężeń. Natomiast w fazie robót likwidacyjnych stosowane jest odmetanowanie przestrzeni zrobowych, które polega na ujęciu metanu z otamowanych przestrzeni starych zrobów i izolowanych wyrobisk [Borowski i Kuczera, 2018].

Odmetanowanie wyprzedzające w polskim górnictwie węglowym nie znalazło zastosowania praktycznego ze względu na warunki geologiczno-górnictwa związane z niską przepuszczalnością węgla, ograniczającą ujęcie metanu. Powszechnie zastosowane nie znalazło jednak odmetanowanie eksploatacyjne i odmetanowanie przestrzeni starych zrobów. Metan za pomocą otworów drenażowych z górotworu oraz z otamowanych zrobów jest odprowadzany systemem rurociągów na powierzchnię do stacji odmetanowania przy wykorzystaniu depresji pomp, a następnie wykorzystywany energetycznie, a jego nadmiar spalany [Borowski i Kuczera, 2018]. Efektywność odmetanowania uzależniona jest od kilku czynników [Nawrat i in., 2009]:

- metanonośności złoża i gazoprzepuszczalności skał,
- systemu eksploatacji i systemu kierowania stropem,
- systemu przewietrzania,
- systemu odmetanowania,
- parametrów otworów drenażowych,
- parametrów sieci i stacji odmetanowania.

Parametry oraz rozmieszczenie otworów drenażowych w rejonie ściany dostosowywane są do systemu jego eksploatacji i kierowania stropem. Systemy odmetanowania w zależności od sposobu przewietrzania rejonów eksploatacyjnych na „U”, „Y” lub z podwójnych chodnikami wentylacyjnymi oprócz otworów drenażowych wierconych z wyrobisk w tych rejonach mogą korzystać również z otworów wierconych ze specjalnego nadległego chodnika drenażowego, wykonanego w strefie desorpcji nad eksploatowanym pokładem węgla [Borowski i Kuczera, 2018]. Otwory drenażowe powinny być zlokalizowane w strefie odprężonej, aby nie przecinały strefy zawału bezpośredniego. Wysokość strefy desorpcji zależy od długości ściany oraz jej nachylenia. Wyznaczanie kątów nachylenia otworów w strefie desorpcji odbywa się najczęściej jak w pracy [Flügge, 1971].

## Metodyka pomiarów metanu

Pomiary wykonywane na stacji odmetanowania obejmują parametry fizyczne mieszanki metanowo-powietrznej: jakościowe i ilościowe [Nawrat i in., 2006; Borowski i in., 2019, Borowski i in., 2020]. Jakość mieszanki metanowo-powietrznej na stacji odmetanowania mierzona jest za pomocą chromatografu ABB NGC8203+, który pozwala badać stężenie procentowe następujących składników gazowych: metanu, propanu, etanu, CO, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S i H<sub>2</sub>. Do ilościowego pomiaru strumienia objętościowego tej mieszanki stosowany jest przepływomierz turbinowy CGT-02 G4000 PN16 o zakresie pomiarowym 320÷6500 m<sup>3</sup>/h i dokładności pomiarowej do 1%. Pomiar temperatury i wilgotności tej mieszanki gazowej odbywał się za pomocą przetwornika temperatury i wilgotności do strefy zagrożonej wybuchem EE30EX o dokładności pomiaru wilgotności względnej ±1% RH

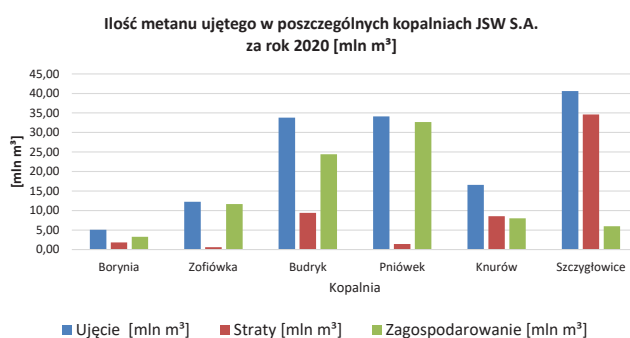
(0÷90% RH) i ±2% RH (90÷100% RH) oraz czujnika temperatury Pt1000 o klasie A. Wielkość ciśnienia mieszaniny metanowo-powietrznej mierzona jest za pomocą przetwornika ciśnienia PC-28 o zakresie pomiarowym 4 kPa÷60 MPa.

## Wyniki pomiarów metanu

Zestawienie wyników pomiarów metanu z odmetanowania wraz ze sposobami jego energetycznego zagospodarowania w kopalniach należących do JSW S.A. przedstawiono w tabeli zamieszczonej na stronie 54.

Całkowita ilość ujętego metanu z odmetanowania w JSW S.A. w 2020 roku wyniosła 142,46 mln m<sup>3</sup>, z czego 86,03 mln m<sup>3</sup> zostało zagospodarowanych jako paliwo do produkcji energii elektrycznej i ciepła w silnikach gazowych i kotłowniach. Zagospodarowanie ujętego metanu z podziałem na zakłady górnicze wchodzące w skład JSW S.A. przedstawiono na poniższym rysunku.

Zagospodarowanie metanu z odmetanowania pokładów węgla w JSW S.A.



Źródło: materiały JSW S.A., 2021.

Nowe projekty dotyczące gospodarczego ujęcia metanu realizowane na Ruchu Szczygłowice pozwolą zagospodarować obecne straty i przyczynią się wzrostu procentowego udziału metanu wykorzystanego proekologicznie.

## Ograniczenie emisji do atmosfery i obniżenie wpływu na efekt cieplarniany

Ograniczenie emisji metanu do atmosfery poprzez jego energetyczne wykorzystanie przynosi w skali lokalnej wymierne korzyści [Borowski i in., 2017, 2018] dla:

- zakładów górniczych: mniejsza cena zakupu energii i ciepła i ewentualnie chłodu, obniżenie opłat środowiskowych, możliwość skorzystania z certyfikatów fioletowych dla producentów energii w jednostkach kogeneracyjnych wykorzystujących jako paliwo metan pozyskiwany w kopalniach, poprawa społecznego wizerunku zakładu pracy,
- samorządów lokalnych miast Górnego Śląska – ograniczenie smogu poprzez unikanie niskiej emisji szczególnie w obszarach gęsto zabudowanych (stare kamienice, domki jednorodzinne),
- mieszkańców i lokalnych firm – możliwość podpięcia pod system sieci ciepłowniczej wpływa na komfort użytkowania instalacji ogrzewania.

W skali globalnej ograniczenie emisji metanu do atmosfery z robót górniczych ma bezpośredni wpływ na obniżenie efektu

Wyniki ujęcia metanu z odmetanowania w zakładach JSW S.A. wraz z gospodarczym wykorzystaniem na cele energetyczne

Kopalnia	Całkowita ilość ujętego metanu [tys. m <sup>3</sup> ]	Zagospodarowanie ujętego metanu		Wyszczególnienie	
		Łączna ilość i udział [%] zagospodarowanego metanu [tys. m <sup>3</sup> ]	[%]	Ilość metanu [tys. m <sup>3</sup> ]	Sposób wykorzystania
R. Borynia	5 084,6	3 272,864	64	3 272,8	Silnik gazowy JMS 612 GS – 1,8 MW <sub>el</sub> Kotły gazowe 2 x 1,2 MWt – PGNiG TERMIKA S.A.
KWK Budryk	33 823,4	24 418,5	72	11 833,3 330,5 12 254,7	Silniki Gazowe: JMS624GS-SL Budryk MW <sub>el</sub> 2x4 MW <sub>el</sub> + (od lipca) silnik gazowy ECOMAX 2 MW <sub>el</sub> Σ10 MW <sub>el</sub> Kotłownia ZPC Żory sp. z o.o.
KWK Pniówek	34 114,2	32 680,4	96	32 680,4	PGNiG TERMIKA EP S.A.
R. Zofiówka	12 238,5	11 645,4	95	11 645,4	PGNiG TERMIKA EP S.A.
R. Szczygłowiec	40 615,4	5 987,7	15	5 987,7	Silniki gazowe Deutz Σ 3,9 MW <sub>el</sub>
R. Knurów	16 569,8	8 024,8	48	8 024,8	Od lipca silniki gazowe CAT CG 260-16 3x4 MW <sub>el</sub>
JSW S.A.	142 445,9	86 029,6	60	26 176,3	Zakłady JSW S.A. w tym:
				330,5	Kotłownia Budryk
				11 833,3	Silniki gazowe KWK Budryk
				5 987,7	Silniki gazowe Ruch Szczygłowiec
				8 024,8	Silniki gazowe Ruch Knurów
				47 598,6	PGNiG TERMIKA S.A.
12 254,7	ZPC Żory sp. z o.o.				
86 029,6	Ogółem				
25 845,8	w tym silniki gazowe w JSW S.A.				

cieplarnianego. Mając na uwadze tworzenie efektu cieplarnianego, które dla metanu jest potencjalnie 28–34 razy wyższe niż dla dwutlenku węgla, działania takie są proekologiczne [IPCC, 2014]. Emisja metanu z pokładów metanowych węgla kamiennego w przeliczeniu na CO<sub>2</sub> wynosi ponad 1 mln t CO<sub>2</sub> rocznie [UNECE, 2016].

\* \* \*

Zarządzanie emisją metanu do wyrobisk górniczych i do atmosfery wpływa na bezpieczeństwo i produktywność zakładu górniczego oraz na środowisko, szczególnie w odniesieniu do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Jastrzębska Spółka Węglowa konsekwentnie wdraża proekologiczne sposoby gospodarczego wykorzystania metanu, ujętego systemami odmetanowania.

W 2020 roku 60% całkowitej ilości ujętego metanu z pokładów węgla udało się zagospodarować na cele energetyczne. Łączna ilość ujętego metanu z odmetanowania w JSW S.A. w 2020 roku wyniosła 142,46 mln m<sup>3</sup>, czego 86,03 mln m<sup>3</sup> zostało zagospodarowanych jako paliwo do celów energetycznych. Redukcja emisji metanu ujętego systemami odmetanowania poprzez gospodarcze wykorzystanie w skojarzonych układach energetycznych przynosi korzyści w skali lokalnej i globalnej dla gospodarki i środowiska.

**Dr hab. inż. prof. AGH Marek Borowski**  
**Dr inż. Zbigniew Kuczera, AGH**  
**Artur Badyłak, dyrektor Biura Odmetanowania i Zarządzania**  
**Mediami Energetycznymi JSW SA**

#### Literatura

- Borowski M., Kuczera Z., 2018, *Comparison of methane control methods in Polish and Vietnamese coal mines*. E3S Web of Conferences – czasopismo elektroniczne, ISSN 2267-1242. – 2018 vol. 35 art. no. 01004, s. 1–8. [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2018/10/e3sconf\\_polviet2018\\_01004.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2018/10/e3sconf_polviet2018_01004.pdf) [2018-04-05]. – Bibliogr. s. 8, Abstr. – Publikacja dostępna online od: 2018-03-23. – POL-VIET 2017: scientific-research cooperation between Vietnam and Poland : Krakow, Poland, November 20–22, 2017.
- Borowski M., Kuczera Z., Chudy J., 2018, *Pro-ecological use of methane from methane drainage for the production of electricity and heat*, *Inżynieria Mineralna*, Journal of the Polish Mineral Engineering Society; ISSN 1640-4920. nr 1, p. 255–261, [http://www.potopk.com.pl/Full\\_text/2018\\_full/IM%201-2018-a38.pdf](http://www.potopk.com.pl/Full_text/2018_full/IM%201-2018-a38.pdf)
- Flügge G., 1971, *Die Anwendung der Trogtheorie auf den Raum der Zusaugausageung*. Glückauf Forschungshefte, nr 32, 1971.

- Materiały JSW S.A., 2021 – *zestawienie wyników pomiarów ujęcia metanu i jego gospodarczego wykorzystania*.
- Nawrat S., Kuczera Z., Łuczak R., Życzkowski P., Napieraj S., Gatnar K., 2009, *Utylizacja metanu z pokładów węgla w polskich kopalniach podziemnych*. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2009.
- UNECE, 2016, *Best Practice Guidance for Effective Methane Drainage and Use in Coal Mines*, ECE ENERGY SERIES No. 47 Second edition, December 2016, [https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/cmm/docs/BPG\\_2017.pdf](https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/cmm/docs/BPG_2017.pdf) (2019.04.16).
- USEPA, 2008. *Upgrading Drained Coal Mine Methane to Pipeline Quality: A Report on the Commercial Status of System Suppliers*, EPA Publication: EPA-430-R08-004. Coalbed Methane Outreach Program U. S. Environmental Protection Agency, January 2008.

# Gas-Trading S.A. bada możliwości produkcji zielonego wodoru

Tymoteusz Pruchnik, Marcin Tyrajski

Polska należy do największych producentów wodoru w Europie. Wodór, choć jego rolą będzie tylko uzupełnienie miks paliwowy, stanowi kluczowy element w osiągnięciu neutralności klimatycznej. Zastąpi paliwa kopalne tam, gdzie elektryfikacja sektorów bazująca na odnawialnych źródłach energii nie wystarczy, np. w lotnictwie, przemyśle, transporcie dalekobieżnym i energetyce. Uważa się, że w 2040 roku około 70% prognozowanego zapotrzebowania na wodór będzie pochodziło z krajów azjatyckich: ChRL, Japonii i Korei Południowej.

Liderem w zakresie rozwoju gospodarki wodorowej jest Australia, która aspiruje do roli hubu zielonego wodoru dla perspektywicznego rynku azjatyckiego – planowane inwestycje mają doprowadzić do wybudowania elektrolizerów o łącznej mocy 27,1 GW. Dynamicznie rozwijający się sektor wodorowy ma Australii umożliwić stanie się potęgą wodorową do 2030 roku. Na drugim miejscu znajduje się Unia Europejska, która do 2050 roku na projekty wodorowe chce przeznaczyć nawet ponad 400 mld euro. Do 2024 roku w UE mają zostać zrealizowane przedsięwzięcia o łącznej mocy 6 GW, a do 2030 roku ma to być już 40 GW. Zwraca uwagę dominująca rola Niemiec, gdzie zaplanowano inwestycje mające przynieść 5 GW mocy w 2030 roku, natomiast w 2040 roku co najmniej 10 GW. Według polskiej strategii wodorowej do 2030 roku w Polsce ma zostać zainstalowane 2 GW elektrolizerów do produkcji zielonego wodoru ze źródeł odnawialnych. To również szansa na rozwój państw Grupy Wyszehradzkiej, zamierzających razem produkować wodór z atomu, który może stać się alternatywą dla importu między innymi ze spornego Nord Stream 2. Rozpoczęła się więc globalna rywalizacja o prym na rynku wodoru, która doprowadzi do znaczącego zmniejszenia udziału paliw kopalnych w gospodarce światowej, a w niektórych regionach świata do niemal całkowitego zastąpienia ich odnawialnymi źródłami energii.

Również Gas-Trading S.A., jako spółka z sektora energetycznego należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, prowadzi obecnie prace nad możliwością produkcji zielonego wodoru. Od 2016 roku zajmujemy się transportem i budową stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG dla polskich przedsiębiorstw, odbiorców indywidualnych oraz jednostek samorządu terytorialnego, który – podobnie jak wodór – wymaga wykorzystania infrastruktury kriogenicznej.

Aktywnie uczestniczymy w procesie zmian przyczyniających się do osiągnięcia niskoemisyjnej gospodarki.

Gaz LNG przeznaczony jest do stosowania w miejscach, w których obecnie do ogrzewania wykorzystuje się np. węgiel lub olej opałowy, w największym stopniu odpowiedzialnych za szkodliwą emisję. Sprawność energetyczna urządzeń zasilanych gazem ziemnym jest o wiele wyższa niż w przypadku kotłów opalanych węglem. Na korzyść gazu przemawia również to, iż emisja CO<sub>2</sub> jest o około 50–60% niższa w porównaniu z węglem. Nie występuje również emisja pyłów, dzięki czemu nie ma potrzeby stosowania dodatkowych filtrów oczyszczających spaliny. Większa kaloryczność gazu ziemnego, mniejsza emisyjność oraz większa sprawność urządzeń znacząco zmniejszają koszty zużycia energii.

Z naszych usług korzystają zarówno małe, średnie, jak i duże przedsiębiorstwa wykorzystujące gaz nie tylko do ogrzewania, ale także w działalności produkcyjnej. Są to np. branża chemiczna, ogrodnictwo i przemysł rolno-spożywczy.

Gaz LNG coraz większą popularność zyskuje też wśród odbiorców indywidualnych (jak np. szkoły czy inne budynki użyteczności publicznej), które wykorzystując gaz LNG do ogrzewania, nie tylko zmniejszają koszty obsługi, ale również zapewniają sobie stabilne źródło energii w okresie największego zapotrzebowania.

Współpracując z Polską Spółką Gazownictwa sp. z o.o., dostarczamy gaz LNG również do gmin niemających dostępu do sieci gazociągowej. Na takim obszarze buduje się niewielką sieć zamkniętą, do której paliwo zatłaczane jest z lokalnej stacji regazyfikacyjnej. Stacje LNG wykorzystuje się też na terenach mających dostęp do ogólnopolskiej sieci gazociągowej, ale na których

zapotrzebowanie na paliwo gazowe jest większe od możliwości dostaw istniejącymi gazociągami oraz w przypadku wystąpienia awarii sieci.

Stale rozwijamy nasze produkty i dzięki temu jesteśmy w stanie oferować nowoczesne rozwiązania technologiczne, które skracają czas budowy i pozwalają na szybsze uruchomienie instalacji. Obecnie wprowadzamy na rynek kompletną instalację do regazyfikacji gazu LNG, umieszczoną na jednolitej platformie. Takie działanie pozwala ograniczyć nakłady na specjalistyczne, czasochłonne i kosztowne prace budowlane związane m.in. z przygotowaniem podłoża.

Gazyfikacja nowych obszarów to również szansa na szybszy rozwój technologii wodorowej w Polsce. Wodór staje się istotnym czynnikiem wpływającym na transformację polskiej gospodarki, a jego właściwości pozwalają nie tylko wykorzystywać go w transporcie ciężkim czy energetyce, ale również wzbogacać gaz ziemny przesyłany gazociągami oraz gaz LNG po regazyfikacji. Niewątpliwie wodór jest jednym z kluczowych paliw transformacji energetycznej zachodzącej w Unii Europejskiej i wraz z błękitnym paliwem może przyczynić się do dekarboni-

dukcji zielonego wodoru opartej na elektrolizie z wykorzystaniem małych turbin wodnych. Wytworzony wodór będzie można wykorzystać m.in. do tankowania transportu zbiorowego na stacjach zlokalizowanych w obrębie miast. Stacje te będą mogły zasilać pojazdy nie tylko wodorowe, ale również zasilane LNG i CNG. Przykładem wykorzystania podobnego rozwiązania jest szwajcarska firma Axpo, która planuje produkować ekologiczny wodór, budując zakład produkcyjny w elektrowni wodnej Eglisau-Glattfeldem o mocy 43 MW na Renie. Sama elektroliza do wytworzenia wodoru wymaga jedynie wody, dużego elektrolizera i dostaw energii elektrycznej. Wyzwaniem w dzisiejszej energetyce jest brak dużych elektrolizerów, a także cena odnawialnej energii elektrycznej. Na świecie powstają instalacje, które są w stanie wytworzyć zielony wodór, a skala i wielkość tych projektów zależy głównie od warunków geograficznych i przyrodniczych. Przykładem może być tu Lancaster w Kalifornii, które już osiągnęło neutralność klimatyczną.

W wyścig o produkcję, transport i wykorzystanie wodoru włącza się Grupa Kapitałowa PGNiG, w tym również Gas-Trading S.A. Badamy możliwości zaangażowania spółki,



zacji polskiej gospodarki. Obecnie szukamy rozwiązań zwiększających produkcję i wykorzystanie wodoru w energetyce i transporcie i w ten sposób chcemy przyczynić się do rozwoju polskiej gospodarki. Skupiamy się na produkcji zielonego wodoru, który jest najbardziej ekologiczny. Wytwarzany jest poprzez energię pochodzącą z OZE. Obecnie na świecie większość wodoru wytwarza się, wykorzystując paliwa kopalne i otrzymuje się go w procesie reformingu metanu lub zgazowania węgla – jest to tzw. szary wodór. Pracujemy nad wdrożeniem technologii do pro-

dukcji zielonego wodoru opartej na elektrolizie z wykorzystaniem małych turbin wodnych. Wytworzony wodór będzie można wykorzystać m.in. do tankowania transportu zbiorowego na stacjach zlokalizowanych w obrębie miast. Stacje te będą mogły zasilać pojazdy nie tylko wodorowe, ale również zasilane LNG i CNG. Przykładem wykorzystania podobnego rozwiązania jest szwajcarska firma Axpo, która planuje produkować ekologiczny wodór, budując zakład produkcyjny w elektrowni wodnej Eglisau-Glattfeldem o mocy 43 MW na Renie. Sama elektroliza do wytworzenia wodoru wymaga jedynie wody, dużego elektrolizera i dostaw energii elektrycznej. Wyzwaniem w dzisiejszej energetyce jest brak dużych elektrolizerów, a także cena odnawialnej energii elektrycznej. Na świecie powstają instalacje, które są w stanie wytworzyć zielony wodór, a skala i wielkość tych projektów zależy głównie od warunków geograficznych i przyrodniczych. Przykładem może być tu Lancaster w Kalifornii, które już osiągnęło neutralność klimatyczną.

**Tymoteusz Pruchnik, prezes zarządu Gas-Trading S.A.**  
**Marcin Tyrajski, wiceprezes zarządu Gas-Trading S.A.**



# Nowe metody detekcji metanu w dystrybucyjnej sieci gazowej – wyniki testów terenowych

Piotr Narloch, Marcin Regulski

Przedstawiona w poprzednim numerze „Przeglądu Gazowniczego”, nr 2 (70), metodologia firmy Picarro umożliwia kompleksowe zarządzanie siecią gazową, od zlokalizowania wycieków przez planowanie remontów i ograniczanie emisji metanu z dystrybucyjnej sieci gazowej. Biuro Centrum Badań i Rozwoju (Departament Rozwoju) Polskiej Spółki Gazownictwa zaplanowało w terminie 14-18 września 2020 roku zbadanie sieci dystrybucyjnej o długości około 50 km na terenie Rzeszowa i okolic.

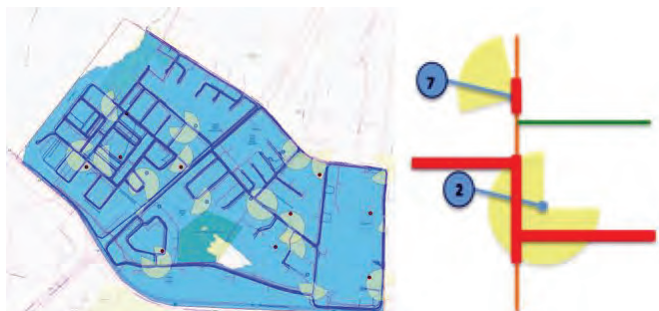


Mobilna stacja pomiarowa PICARRO w Rzeszowie.

## Wytypowanie obszarów testowych

W celu przeprowadzenia pomiarów oraz sprawdzenia metodyki Picarro zdecydowano się na wskazanie kilku obszarów różniących się od siebie zarówno pod względem cech urbanizacji (układ zabudowy, zagęszczenie ruchu, struktury wiekowej budownictwa mieszkaniowego itp.), jak i zlokalizowanej w niej

Rysunek 1. Przykładowa mapa z wynikami pomiarów



Pokrycie sieci i obszary wycieków oznaczane są kolorami niebieskim i zielonym, obszary poza zasięgiem pozostają w barwach podkładu mapowego. Obszar wycieku – LISA (*Leak Indication Search Area*) z zaznaczonymi elementami sieci do sprawdzenia – kolor pomarańczowy.

dystrybucyjnej sieci gazowej. Sieć gazową ujętą w testach scharakteryzowano poniżej. Ponieważ zdecydowano, że próby zostaną przeprowadzone na terenie Rzeszowa oraz w jednej z okolicznych wsi, obszar testów został podzielony na część miejską i wiejską.

W terenie miejskim wytypowano 4 obszary (od A do D) ze zlokalizowaną czynną siecią średniego i niskiego ciśnienia (rysunek 2), w terenie wiejskim (obszar E) zlokalizowana jest czynna sieć gazowa średniego ciśnienia (rysunek 3).

## Charakterystyka wytypowanych obszarów (miejski i wiejski)

Obszar A – sieć gazowa wybudowana w latach 1970–1980, średnica gazociągów w przedziale 40–180 mm, przewaga gazociągów polietylenowych, ciśnienie niskie. Długość analizowanej sieci – 6642 m. Dotychczas nie odnotowano w tym rejonie żadnych znaczących nieszczelności.

Obszar B – sieć gazowa wybudowana w latach 60. ubiegłego wieku, średnica gazociągów w przedziale 25–200 mm, gazociągi stalowe, ciśnienie niskie i średnie. Długość analizowanej sieci – 12 351 m. Sieć w złym stanie technicznym, zakwalifikowana do przebudowy.

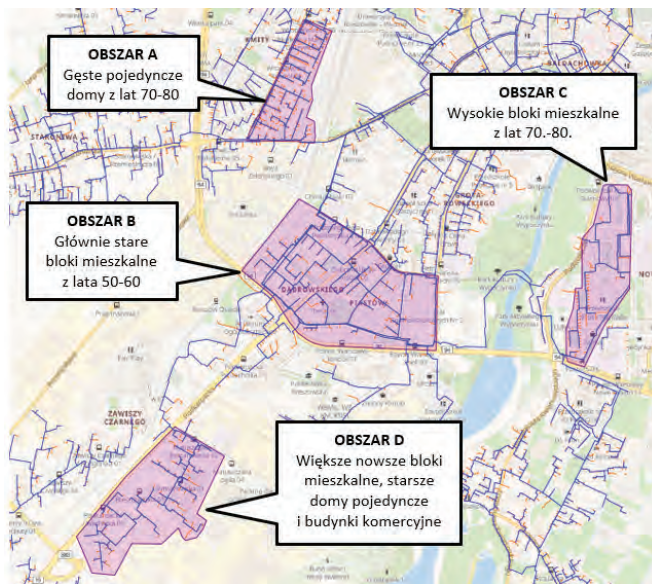
Obszar C – sieć gazowa wybudowana w latach 1970–1980, średnica gazociągów w przedziale 40–180 mm, gazociągi stalowe, ciśnienie niskie i średnie. Długość analizowanej sieci 4758 m. Sieć w złym stanie technicznym, zakwalifikowana do przebudowy.

Obszar D – sieć gazowa wybudowana po 2000 roku, średnica gazociągów w przedziale 25–125 mm, gazociągi PE, ciśnienie średnie. Długość analizowanej sieci – 3179 m. Sieć w bardzo dobrym stanie technicznym. Spodziewany brak lub minimalna liczba nieszczelności.

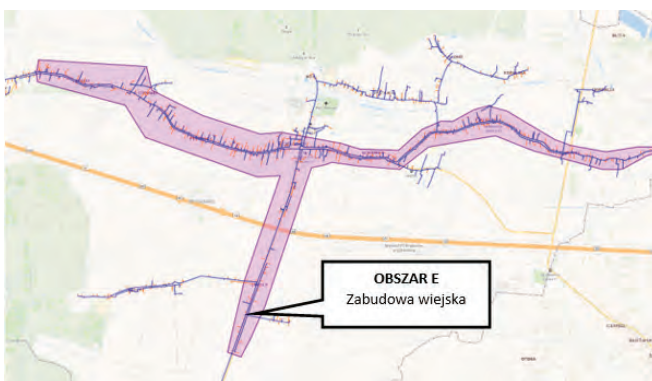
Sumaryczna długość badanej sieci gazowej w obszarze miejskim wyniosła 26 930 m.

Obszar E – sieć gazowa o średnicach gazociągów w przedziale 20–80 mm, gazociągi stalowe, ciśnienie średnie. Długość anali-

Rysunek 2. Obszar miejski z zaznaczonymi regionami badań



Rysunek 3. Obszar wiejski z zaznaczonym regionem badań



zowanej sieci – 37 842 m. Sieć w dobrym stanie technicznym. Spodziewany brak lub minimalna liczba nieszczelności.

Do testów w obszarze wiejskim wytypowano region o charakterystycznemu dla tego typu obszaru zabudowie: z główną drogą i niewielką liczbą bocznych dróg publicznych.

## ZAŁOŻENIA ORAZ POSTAWIONE CELE

PSG założyło następujące cele planowanym testom:

**Cel 1. Sprawdzenie skuteczności wykrywania nieszczelności.**

Zadanie polegało na zlokalizowaniu i zidentyfikowaniu wszystkich nieszczelności na trasie przejazdu pojazdu, wyznaczeniu czułości aparatury oraz wliczeniu zasięgu urządzeń pomiarowych identyfikujących nieszczelności na gazociągach i przyłączach.

**Cel 2. Porównanie efektywności metod.** Sprawdzenie, o ile bardziej efektywna jest metoda Picarro w porównaniu ze standardowymi metodami stosowanymi w PSG – na podstawie posiadanych materiałów na temat nieszczelności infrastruktury w obszarze objętym testami.

**Cel 3. Kwantyfikacja emisji metanu w sieci dystrybucyjnej.**

Zadanie polegało na ocenie możliwości programu Picarro Surveyor w zakresie określania wielkości emisji dla każdego pojedynczego wycieku w sieci dystrybucyjnej oraz zidentyfikowanie

i uszeregowanie pod względem ważności zlokalizowanych źródeł emisji.

## Oszacowanie pokrycia sieci gazowej

Uśredniając pomiary, aparatura Picarro swoim zasięgiem obejmowała gazociągi i przyłącza aż w 96%. Pozostałe 4% to infrastruktura będąca poza zasięgiem czujników, którego badanie wymaga pieszej weryfikacji. Jedynie w obszarze C, w którym infrastruktura zlokalizowana jest w większej odległości od ulicy (powyżej 100 m), pokrycie wyniosło 87%.

Tabela 1. Stopień pokrycia sieci

Obszar	Długość sieci gazowej [m]	Pokrycie sieci [%]	Pokrycie w długości sieci [m]
A	6 642	100	6 642
B	12 351	99	12 227
C	4 758	87	4 139
D	3 179	97	3 084
E	37 842	95	35 950
SUMA	64 772	96	62 042

## Podsumowanie badań nieszczelności

W wyniku objazdu pojazdu Picarro po wytypowanych obszarach zidentyfikowano 56 nieszczelności oraz 58 obszarów wycieku – LISA (*Leak Indication Search Area*). Wskaźnik wykrywalności emisji gazu oszacowany został na 90%. Jest to liczba wskazań emisji metanu w miejscach, w których wykryto nieszczelność.

## Analiza nieszczelności dystrybucyjnej sieci gazowej

Wyniki pomiarów zestawiono w tabeli 2 z podziałem na obszary, lokalizację wycieku (pod ziemią, na powierzchni) oraz średnią jednostkową nieszczelność przypadającą na 1 kilometr sieci gazowej (gazociągów i przyłączy).

Analizując szczegółowo pozyskane pomiary z obszaru A, można wysunąć wniosek, że 50% nieszczelności zostało zlokalizowanych na rurociągach stalowych, a reszta na polietylenowych. Średnia odległość odkrytej nieszczelności wynosiła 2 m od pojazdu. Tylko jeden wyciek został zidentyfikowany na przyłączu, pozostałe (siedem) na gazociągach. Średnia częstotliwość występowania wycieku metanu w obszarze A wynosi 1,2 na 1 km sieci gazowej.

W obszarze B wykryto 18 nieszczelności, z czego pięć znaczących. Wszystkie zidentyfikowano w odległości do 20 metrów od pojazdu. 78% wycieków (czternaście) stwierdzono na gazociągach oraz przyłączach, 22% (cztery) na gazomierzach. Jeden wyciek zlokalizowano w kanale ściekowym z zawartością 1,7% gazu ziemnego. Zgodnie z przewidywaniami potwierdziły się przypuszczenia co do złego stanu technicznego sieci w tym rejonie i niezbędnych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie wymiany infrastruktury.

Na obszarze C zlokalizowano dwie nieszczelności poniżej poziomu gruntu, z czego jeden w odległości 20 m od pojazdu na gazociągu. Zidentyfikowano pięć wycieków z gazomierzy, wy-

krytych w odległości do 30 m od pojazdu. Potwierdziły się przypuszczenia, że gazomierze i sieć gazowa w tym rejonie są w złym stanie i wymagają wymiany. Średnia częstotliwość występowania wycieku metanu w obszarze C wynosi 1,47 na 1 km sieci gazowej.

W obszarze D znaleziono dwa wycieki, jeden na poziomie 1% gazu został zlokalizowany pod ziemią na gazociągu. Drugą nieszczelność namierzono na gazomierzu w odległości 15 m od pojazdu.

Zidentyfikowano 21 nieszczelności w obszarze E, z czego tylko 14% (trzy) poniżej poziomu gruntu. Jedna nieszczelność (3%

z dala od gazociągów, przyłączy oraz na licznikach gazowych (do 40 metrów).

### Cel 2. Poprawa efektywności

Efektywny zysk można wyznaczyć na podstawie szacowania kosztów według wskaźników Picarro.

– Pokrycie sieci: 90% – 95%

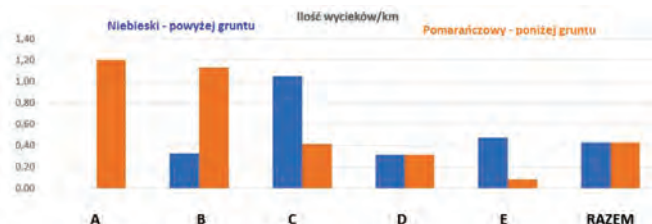
– Efektywność: 15 – 20 km/dzień/samochód

Wydajność jest od 3 do 5 razy większa niż w przypadku stosowania tradycyjnych metod (podobnie w innych krajach Europy).

Tabela 2. Gęstość wycieków/km dla poszczególnych obszarów

Obszar	Długość sieci gazowej [m]	Liczba nieszczelności		Liczba nieszczelności przypadająca na 1 km sieci		Suma
		Powyżej poziomu gruntu	Poniżej poziomu gruntu	Powyżej poziomu gruntu	Poniżej poziomu gruntu	
A	6 642	-	8	-	1,20	1,20
B	12 351	4	14	0,32	1,13	1,46
C	4 758	5	2	1,05	0,42	1,47
D	3 179	1	1	0,31	0,31	0,63
E	37 842	18	3	0,48	0,08	0,55
SUMA	64 772	28	28	0,43	0,43	0,86
		50%	50%			

Rysunek 4. Położenie i liczba wycieków w obszarach



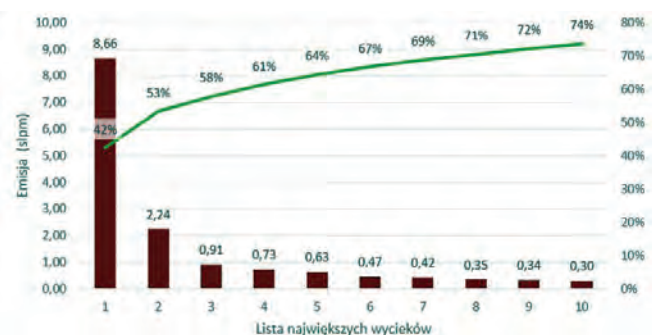
gazu) została wykryta pod ziemią na głównym gazociągu. Wycieki naziemne zlokalizowane są na gazomierzach i stanowią 86% wycieków w obszarze. Wszystkie wycieki nad powierzchnią gruntu zostały wykryte w odległości do 40 m od pojazdu. Średnia częstotliwość występowania wycieku metanu w obszarze E wynosi 0,55 na 1 km sieci gazowej.

## Zrealizowane cele badania

### Cel 1. Skuteczność wykrywania nieszczelności

Technologia *Picarro Advanced Leak Detection* wykrywa wszystkie ważne wycieki w sieci. Zapewnia wysokie (96%) pokrycie sieci objętej badaniem z pokładu samochodu. Lokalizuje nieszczelności

Rysunek 5. Wykaz dziesięciu największych źródeł emisji – redukcja emisji [%]



### Cel 3. Kwantyfikacja emisji metanu w sieci dystrybucyjnej

System Picarro był w stanie zidentyfikować tzw. superemitory w sieci. Mamy z nimi do czynienia wówczas, gdy kilka procent wycieków stanowi kilkadziesiąt procent emisji na analizowanym obszarze. Zgodnie ze wskazaniami 2 wycieki przyczyniły się do 53% wszystkich emisji w badanych obszarach.

\* \* \*

Testy przeprowadzone metodą Picarro na terenie Rzeszowa i okolic wykazały, że aparatura sprawdza się w warunkach terenowych, jest dostosowana do parametrów pracy sieci gazowych. Pozyskane wyniki odzwierciedlają stan faktyczny i ugruntowują wiedzę na temat stanu technicznego eksploatowanych gazociągów. Nowoczesne metody lokalizacji wycieków i pomiaru emisji są również pomocne przy planowaniu remontów, a likwidacja miejsc wycieków przyczyni się do zmniejszenia niskiej emisji, przyniesie też korzyści ekonomiczne.

Pomiary i uzyskane wyniki będą mogły być wykorzystane w dalszych badaniach emisyjności z dystrybucyjnej sieci gazowej prowadzonych przez Polską Spółkę Gazownictwa. Z uwagi na brak jednolitych, krajowych wskaźników emisji określonych dla branży gazowniczej, zaleca się, aby korzystać ze wskaźników określonych w normie PN-EN 15446:2008 lub bazować na własnych wskaźnikach wypracowanych na podstawie rejestrowanych danych historycznych lub w ramach prowadzonych prac badawczo-rozwojowych, przy wsparciu takich technologii jak Picarro. Próby przeprowadzone w 2020 roku umożliwią podjęcie dalszych prac w PSG nad kwantyfikacją zagadnienia emisyjności metanu, zdefiniowania źródeł i wskaźników emisji z poszczególnych elementów sieci gazowej.

Piotr Narloch, kierownik Sekcji Symulacji i Bilansowania Sieci, Dział Zarządzania Ruchem Sieci, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie  
Marcin Reguński, główny specjalista ds. badań i rozwoju, Biuro Centrum Badań i Rozwoju

# Kary umowne w kontraktach gazowniczych

## – jak się przed nimi bronić?

Konrad Gortad

W umowach zawieranych w branży gazowniczej postanowienia dotyczące kar umownych są standardem.

Listy okoliczności uzasadniających naliczenie kary umownej wykonawcom są zazwyczaj rozbudowane. Można w nich znaleźć standardowe postanowienia zastrzegające karę umowną na wypadek opóźnienia/zwłoki w realizacji umowy. Niekiedy zawierają jednak postanowienia charakterystyczne dla branży gazowniczej, np. możliwość naliczenia kary umownej za niedotrzymanie zadeklarowanej wydajności gazociągu. Różna bywa też kwota tych kar.

Jak wykonawca może bronić się w przypadku, gdy zamawiający nalicza mu karę umowną? Rozwiązań jest co najmniej kilka.

### Weryfikacja okoliczności faktycznych

Najczęściej kluczowa okazuje się dokładna analiza zdarzeń towarzyszących naliczeniu kary umownej. Na przykład, jeśli kara umowna została naliczona za zwłokę w realizacji inwestycji, a analiza okoliczności potwierdzi, że wykonawca nie dopuścił się zwłoki, inwestorowi kara umowna się nie należy.

### Weryfikacja umowy

O braku podstaw do naliczenia kary umownej może w danych okolicznościach przesądzać umowa. Nierzadko poza terminem zakończenia inwestycji w umowach przewidziane są terminy zakończenia jej poszczególnych etapów, tzw. kamieni milowych. Dotrzymanie terminu wykonania kamienia milowego zostaje zaś zabezpieczone karą umowną. Umowy często przewidują przy tym „zwolnienie” wykonawcy z zapłaty kary umownej związanej z osiągnięciem kamienia milowego w przypadku dotrzymania terminu końcowego inwestycji.

Istotne jest także, aby zweryfikować ważność postanowienia umownego zastrzegającego możliwość naliczenia kary umownej. Może się bowiem okazać, że nie określono w nim górnego limitu kar umownych<sup>1</sup> lub kara umowna została zastrzeżona na wypadek niespełnienia przez wykonawcę zobowiązania pieniężnego<sup>2</sup> (art. 483 k.c.). Wówczas takie postanowienie jest nieważne, a zamawiający nie może na jego podstawie skutecznie naliczyć kary umownej.

### Obrona przed oświadczeniem o potrąceniu

Częstą praktyką inwestorów jest naliczenie kary umownej, a następnie złożenie wykonawcy oświadczenia o jej potrąceniu

z wynagrodzenia wykonawcy. W takim przypadku obroną powinno być podważenie skuteczności oświadczenia o potrąceniu.

Poza kwestionowaniem podstaw faktycznych towarzyszących naliczeniu kary umownej wykonawca może podważać również spełnienie się innych przesłanek wymaganych do skuteczności oświadczenia o potrąceniu, w tym skuteczność doręczenia oświadczenia o potrąceniu czy wymagalność kwot objętych potrąceniem (art. 498 k.c.). Umowa może również określać dodatkowe wymagania, od których uzależniona jest skuteczność oświadczenia o potrąceniu kary umownej. Na przykład może to być termin, do którego należy złożyć oświadczenie o potrąceniu czy forma, w której powinno zostać złożone oświadczenie o potrąceniu.

W okresie zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii ogłoszonego w związku z COVID-19 z pomocą może przyjść również tzw. ustawa COVID-owa<sup>3</sup>. Artykuł 15r<sup>1</sup> tej ustawy w określonych sytuacjach zakazuje bowiem zamawiającym potrącenia kary umownej z wynagrodzenia wykonawcy.

### Miarkowanie kary umownej

Obroną może być też miarkowanie kary umownej przez sąd na wniosek wykonawcy. W takim przypadku wykonawca powinien jednak wykazać, że zobowiązanie wynikające z umowy zostało wykonane w znacznej części lub że naliczona kara umowna jest rażąco wygórowana. Jako kryterium znacznego wykonania przyjmuje się najczęściej przydatność dla inwestora przedmiotu umowy w określonym kształcie. Z kolei, aby ustalić, że kara jest rażąco wygórowana, najczęściej porównuje się ją ze szkodą inwestora związaną z okolicznościami towarzyszącymi naliczeniu kary umownej<sup>4</sup>.

Obrona musi być jednak dostosowana do konkretnej sytuacji. W każdym przypadku wymaga zatem odrębnej strategii.

Konrad Gortad, adwokat w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych JDP Drapała & Partners

<sup>1</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 22 października 2015 roku, sygn. akt IVCSK 687/14. To, czy brak określenia w umowie górnego limitu kary umownej przesądza nieważność postanowienia zastrzegającego tę karę nie zostało jednak dotychczas definitywnie rozstrzygnięte. Rozstrzygająca może okazać się uchwała, którą Sąd Najwyższy podejmie w sprawie o sygn. akt III CZP 16/21.

<sup>2</sup> Wyrok Sądu Apelacyjnego w Białymstoku z 28 lipca 2005 roku, sygn. akt I ACa 368/05.

<sup>3</sup> Ustawa z 2 marca 2020 roku o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz.U. 2020, poz. 374 ze zm.).

<sup>4</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 16 stycznia 2009 roku, sygn. akt III CSK 198/08.

ciąg dalszy ze str. 7

poziom w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniosło 165,5 TWh, co daje spadek o 2,3 proc. Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2020 roku nie pokryła zużycia krajowego, nadal wzrastał udział importu energii elektrycznej. Na uwagę zasługuje znaczne ograniczenie produkcji w podsegmencie wytwórców, wykorzystującej węgiel brunatny (spadek produkcji energii o 8,5 proc.) i kamienny (spadek produkcji energii o 8,5 proc.), zrekompensovane częściowo (jeśli chodzi o wolumen) przez wzrost wytwarzania z wykorzystaniem paliwa gazowego (wzrost o 15 proc.). Stałe wzrasta produkcja energii elektrycznej z OZE; w badanym okresie wzrost ten wyniósł ponad 14 proc.

● **25 sierpnia br.** Zarząd Apatora podał, że oferta firmy została wybrana jako najkorzystniejsza w pierwszej części przetargu na dostawę liczników energii elektrycznej z komunikacją PLC PRIME wraz z modemami komunikacji zastępczej, ogłoszonego przez Energetykę Operatora. Wartość oferty wynosi 57 mln zł, a realizacja dostaw nastąpi w terminie 24 miesięcy od dnia zawarcia umowy.

● **25 sierpnia br.** PKP, PKN Orlen i należąca do PFR PESA podpisały porozumienie w sprawie współpracy na rzecz wdrożenia technologii wodorowych w transporcie szynowym. PESA od prawie dwóch lat pracuje nad lokomotywą manewrową napędzaną wyłącznie energią z wodoru. – *Jej eksploatację planujemy rozpocząć w przyszłym roku. Jednocześnie pracujemy nad pojazdem pasażerskim zasilanym z trakcji i ogniw wodorowych oraz pojazdami wykorzystującymi baterie jako źródło zasilania* – oświadczył Jacek Konop, wiceprezes ds. technicznych PESY. Jak dodał, niskoemisyjne pojazdy

szynowe to jedno z kluczowych założeń przyjętej przez PESA „Strategii 2025+”.

● **23 sierpnia br.** PGNiG Upstream Norway, wraz z Neptune Energy, Idemitsu Petroleum Norge oraz Sval Energi, uruchomiło produkcję węgłowodórów ze złoża Duva na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Inwestycja, która pozwoli PGNiG zwiększyć wydobycie gazu ziemnego o 0,2 mld m sześć. rocznie, wyróżnia się wyjątkowo niskim śladem węglowym.

● **17 sierpnia br.** GAZ-SYSTEM rozpoczął konsultacje rynkowe regulaminu procedury *Open Season* Terminalu FSRU, a także wszystkich dokumentów niezbędnych do jej przeprowadzenia.

Głównym celem procedury *Open Season* Terminalu FSRU jest potwierdzenie zapotrzebowania na nowe zdolności regazyfikacji, a tym samym przekazanie przez uczestników rynku sygnału koniecznego do realizacji inwestycji. Rozpoczęcie pierwszej fazy procedury *Open Season* Terminalu FSRU planowane jest na październik 2021 roku, podczas gdy druga faza oraz zawarcie umów regazyfikacji wynikających z jej przeprowadzenia powinny nastąpić w 2022 roku.

● **11 sierpnia br.** Wycieczkowiec Iona o tonażu pojemnościowym brutto 180 000, z napędem LNG, którego operatorem jest brytyjska kompania żegluga P&O Cruises, wyruszył z Southampton w swój pierwszy rejs komercyjny. Statek zbudowała niemiecka stocznia Meyer Werft. Statek o długości 344,5 m i pojemności brutto 180 000, mieszczący maksymalnie do 5200 pasażerów, uważany jest za największy wycieczkowiec dedykowany rynkowi brytyjskie-dokończenie na str 62

## PGNiG startuje z nowym konkursem!

„Zmiercz H<sub>2</sub> dla PGNiG” to konkurs, w którym poszukujemy najlepszego dostępnego czujnika do pomiaru stężenia wodoru w gazie ziemnym. Czujnik ten musi gwarantować dokładność, powtarzalność i szybkość pomiaru. Musi być przy tym konkurencyjny cenowo do stosowanych obecnie metod chromatograficznych.

W zakładce znajdują się materiały z niezbędnymi szczegółami dotyczącymi konkursu: opisem stanu bieżącego oraz pytaniami i odpowiedziami naprowadzającymi, regulamin oraz wymagania.

Osoby zainteresowane proszone są o wysyłanie zgłoszeń pod niżej wskazanym adresem mailowym: [zmierzH2@pgnig.pl](mailto:zmierzH2@pgnig.pl)

Pod tym adresem czekamy również na pytania dotyczące aplikowania.

Zapraszamy do udziału!



# Polska Spółka Gazownictwa

PSG jest nowoczesnym przedsiębiorstwem o bogatych tradycjach, czerpiącym doświadczenie z ponad 160-letniej historii gazownictwa. Jest największym w Europie operatorem systemu dystrybucyjnego gazu. Kluczowym zadaniem Spółki jest niezawodny i bezpieczny transport paliw gazowych siecią dystrybucyjną na terenie całego kraju bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz sieci innych operatorów lokalnych.

 <b>1,7 mln</b> klientów	 <b>11,53 mld m<sup>3</sup>/rok</b> dystrybuji gazu	 <b>11 500</b> pracowników
 <b>17,6 mld zł</b> aktywów	 <b>17</b> Oddziałów Zakładów Gazowniczych	 <b>174</b> gazownie



dokończenie ze str 61

mu i zarazem pierwszy obecny na nim z napędem LNG. Zastosowanie LNG jako paliwa pozwala osiągnąć 23-procentową redukcję gazów cieplarnianych w porównaniu z silownią wykorzystującą tradycyjne paliwa okrętowe.

- **2 sierpnia br.** Tauron i PGNiG podpisały list intencyjny dotyczący możliwej transakcji sprzedaży udziałów w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW) przez Grupę Tauron na rzecz Grupy PGNiG. We wrześniu ubiegłego roku firmy uruchomiły w Stalowej Woli blok gazowy o mocy 450 MW. Obecnie koncerny posiadają po 50 proc. akcji ECSW.

- **28 lipca br.** PGNiG Supply & Trading zawarło umowę czarteru dwóch zbiornikowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego. Jednostki zostaną zbudowane specjalnie na potrzeby Grupy Kapitałowej PGNiG i wejdą do użytku w pierwszej połowie 2024 roku. PGNiG Supply & Trading (PST) z GK PGNiG oraz Knutsen OAS Shipping podpisały umowę czarteru dwóch zbiornikowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego. Każda jednostka będzie miała pojemność około 174 tys. m sześc. PST będzie ich wyłącznym użytkownikiem przez 10 lat z możliwością przedłużenia.

- **27 lipca br.** Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) i Regionalna Izba Gospodarcza Pomorza podpisały umowę na usługi doradcze dla Klastra Technologii Wodorowych. Do najważniejszych usług świadczonych w ramach umowy należą przegląd portfela produktów klastra w celu identyfikacji projektów, które mogłyby uzyskać finansowanie EBI, a także usługi doradcze dla wybranych promotorów projektów, obejmujące m.in. strategię finansowania i doradztwo w zakresie możliwości inwestycyjnych dla promotorów projektów. Skuteczne wdrażanie projektów z zakresu technologii wodorowych na drodze do zeroemisyjnej gospodarki jest głównym celem zarządzanego przez Regionalną Izbę Gospodarczą Pomorza Klastra Technologii Wodorowych. Obecnie klastr wspiera takie projekty, jak m.in. *Hy-way to Hel*, który przewiduje budowę zasilanego wodorem transportu szynowego i drogowego na Pomorzu, a także projekt Pomorskiej Doliny Wodorowej, poświęcony uruchomieniu zasilanego wodorem transportu publicznego w Gdyni, Gdańsku i Wejherowie,

- **21 lipca 2021 br.** Sekretariat Wspólnoty Energetycznej, giełdy energii i dostawcy usług obrotu BRM, UEEX, TGE, CEEGEX i ECG oraz operatorzy systemów przesyłowych Moldovatransgaz, GTSOU, FGSI i GAZ-SYSTEM podpisali *Memorandum of Understanding* o współpracy transregionalnej w zakresie rozwoju zintegrowanego rynku gazu w Europie Południowo-Wschodniej i Wschodniej (SEEGAS). Celem sygnatariuszy jest współpraca w zakresie rozwoju transgranicznego handlu gazem ziemnym, np. na platformach giełdowych, oraz wprowadzenie przejrzystych i konkurencyjnych międzyregionalnych rynkowych mechanizmów cenowych oraz efektywnego transgranicznego przesyłu gazu i interoperacyjności.

Celem memorandum jest zwłaszcza stworzenie warunków dla funkcjonowania konkurencyjnego, płynnego rynku w regionie objętym inicjatywą SEEGAS oraz zapewnienie wszystkim uczestnikom rynku i dostawcom usług nieograniczonego dostępu do odpowiednich rynków gazu ziemnego na niedyskryminacyjnych zasadach i równych warunkach, zgodnie z dorobkiem prawnym UE. Memorandum ma też za zadanie ułatwić współpracę w zakresie wdrożenia skutecznego systemu rozliczeń towarowych dla transakcji na rynku gazu ziemnego, zgodnie z najlepszymi praktykami europejskimi.



MTM Nowum od 20 lat świadczy usługi na najwyższym poziomie w zakresie projektowania oraz wykonawstwa w sektorze gazownictwa.

**POLSKIE  
CENTRUM  
BROKERSKIE**



**NOWA  
MARKA**

**NA RYNKU UBEZPIECZEŃ  
I REASEKURACJI  
DLA SPÓŁEK SKARBU PAŃSTWA**

**DANE KONTAKTOWE**

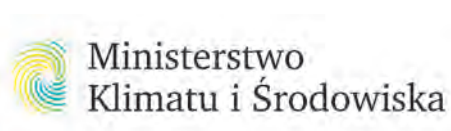
Polskie Centrum Brokerskie sp. z o.o.  
ul. M. Kasprzaka 25A, 01-224 Warszawa  
tel. +48 22 587 51 16  
e-mail: doradztwo@polskiecentrumbrokerskie.pl

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



Tematem przewodnim tegorocznej konferencji jest  
**ZIELONE GAZOWNICTWO – WYZWANIA SYSTEMOWE I TECHNOLOGICZNE**

Patronat honorowy



MINISTERSTWO  
 AKTYWÓW  
 PAŃSTWOWYCH



Ministerstwo  
 Rozwoju i Technologii



Patronat branżowy



Partner strategiczny konferencji i warsztatów technicznych EXPO-GAS



Partnerzy konferencji i warsztatów technicznych EXPO-GAS



Patronat medialny





# 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!

