

grudzień 2023

Przegląd gazowniczy

nr 4 (80)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



„NEUTRALNOŚĆ KLIMATYCZNA A PALIWA GAZOWE”

Zakopane, 19–21 stycznia 2024

PIĄTEK, 19 STYCZNIA 2024

◆ **SESJA I PRIORYTETY POLITYKI KLIMATYCZNEJ – PRZYSZŁOŚĆ PALIW GAZOWYCH**

1. Priorytety polityki klimatycznej Polski.
2. Rola gazu ziemnego i przewidywania dotyczące jego zużycia oraz kierunków dostaw.
3. Program *Fit for 55*.
4. Regulacje dla rozwoju CCS/CCUS.
5. Bezpieczeństwo energetyczne a ograniczenie paliw kopalnych.
6. Regulacje dla gazów odnawialnych.
7. Biznesowe działania na drodze dekarbonizacji i różnorodność motywacji dla podmiotów gospodarczych.

Debata panelowa z udziałem przedstawicieli z Unii Europejskiej, uczelni wyższych i ministerstw: MKiŚ, MRiT oraz biznesu: ORLEN S.A. Oddział PGNiG, GAZ–SYSTEM, PSG i kancelarii prawnych.

◆ **SESJA II INWESTYCJE ENERGETYCZNE I ICH FINANSOWANIE**

1. Krajowy Plan Odbudowy jako źródło finansowania infrastruktury energetycznej.
2. Unijne programy finansowania transformacji energetycznej.
3. Nowe paliwa gazowe w gospodarce: biometan, wodór, amoniak – zalety i wady (finansowanie, koszty pozyskania, wpływ na środowisko, możliwość transportu i ich wykorzystania).
4. Finansowanie dla gazownictwa z funduszy europejskich i krajowych.
5. Finansowanie inwestycji w kogenerację opartą na zdekarbonizowanych paliwach gazowych – wodorze.

Debata panelowa z udziałem: PARP, NCBR, NFOŚiGW, banków, instytutów naukowych i biznesu: GE Power, Grupy Azoty, ORLEN S.A.

SOBOTA, 20 STYCZNIA 2024

◆ **SESJA III KIERUNKI ROZWOJU POLSKIEGO SYSTEMU GAZOWNICZEGO I NOWE TECHNOLOGIE WOKÓŁ GAZOWNICTWA**

Część I – planowane referaty

1. Plany dotyczące wykorzystania technologii CCS/CCU w Polsce – Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie.
2. Czy zielony wodór będzie konkurencją dla szarego i niebieskiego – Ernst & Young Global Limited (EY).
3. Połączenia transgraniczne i FSRU – OGP GAZ–SYSTEM S.A.
4. Kierunki rozwoju sieci gazowej i LNG – PSG sp. z o.o.
5. Rozwiązania techniczne dla wykorzystania paliw gazowych w ciepłownictwie i energetyce – Instytut Energetyki – Instytut Badawczy.
6. Zatłaczanie CO₂ na Morzu Północnym – ORLEN S.A.

Część II – debata panelowa: rozszerzenie zagadnień z referatów o:

- 1) technologie wydobycia gazu ziemnego,
- 2) neutralność klimatyczną poprzez magazynowanie wodoru i budowę alternatywnych źródeł energii,
- 3) społeczno-przestrzenne uwarunkowania sektora biogazu w Polsce.

Debata panelowa z udziałem: ORLEN S.A. Oddział PGNiG, GAZ–SYSTEM, PSG, EY, Uniwersytetu Warszawskiego, Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu, AGH, Instytutu Energetyki.

Mijający rok przyniósł branży gazowniczej wiele wyzwań, ale jednocześnie dostarczył niezliczonych inspiracji do działania, innowacji i wspólnego kształtowania przyszłości sektora. Transformacja w kierunku neutralności klimatycznej stawia przed nami ogromne zadania, ale także otwiera nowe horyzonty. Gazownictwo, jako kluczowy uczestnik tego procesu, odgrywa ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tym kontekście niniejsze wydanie „Przeglądu Gazowniczego” poświęcamy zmianom, które czekają naszą branżę, perspektywom dla gazu ziemnego, a także innowacyjnym rozwiązaniom, stanowiącym klucz do osiągnięcia zamierzonych celów zrównoważonego rozwoju. Zapraszam Państwa do lektury tematów związanych z rosnącym znaczeniem wodoru, szczególnie zielonego, który ukazuje się jako niezwykle obiecujące źródło energii przyszłości. W tym wydaniu piszemy o nowoczesnych technologiach produkcji, dystrybucji i magazynowania tego gazu, które stanowią fundament dla przyszłościowej infrastruktury energetycznej. Niezwykle ważnym elementem działań na rzecz neutralności klimatycznej sektora gazowego w Polsce są doliny wodorowe, będące innowacyjnymi przedsięwzięciami polityczno-społeczno-gospodarczymi. Te obszary, w których tworzone są demonstratory polskich technologii wodorowych, stanowią nie tylko miejsce rozwoju nowych, zielonych technologii, ale są również istotnym krokiem w kierunku mobilizacji środków finansowych na zielone inwestycje, zgodne z wymogami taksonomii UE i Europejskiego Zielonego Ładu. W kontekście wsparcia producentów zielonego wodoru na terenie Europejskiego Obszaru Gospodarczego chciałbym zwrócić uwagę na ważną rolę Europejskiego Banku Wodoru. Organizowane przez ten bank aukcje, z których pierwsza odbyła się 23 listopada br., są istotnym krokiem w kierunku redukcji luki kosztowej między wodorem zielonym a produkowanym z użyciem paliw kopalnych. Dzięki aukcjom producenci wodoru z EOG mają możliwość uzyskania wsparcia finansowego, co przyspieszy rozwój produkcji zielonego wodoru. Nie zapominamy także o biogazie i biometanie, które stają się istotnymi graczami na polu redukcji emisji gazów cieplarnianych. Przyglądamy się też wyzwaniom, ale również możliwościom, jakie niesie ze sobą rozwój tych technologii. Pragniemy szczególnie podkreślić istotną rolę biometanu w obliczu naszych wspólnych wysiłków w dążeniu do neutralności klimatycznej. Biometan stanowi nie tylko efektywne źródło energii, ale także istotny czynnik redukcji emisji gazów cieplarnianych. Jego zastosowanie w sektorach trudnych do elektryfikacji, takich jak transport czy przemysł, sprawia, że stanowi cenny składnik strategii

dekarbonizacji, mimo że sąsiedztwo instalacji biogazowych jest trudne do zaakceptowania przez społeczność lokalną. Z dumą obserwuję także inicjatywy podejmowane przez członków i ekspertów Izby Gospodarczej Gazownictwa w kontekście wsparcia producentów wodoru. Jako IGG bierzemy aktywny udział w prestiżowych projektach i tworzeniu warunków sprzyjających rozwojowi branży zarówno poprzez wsparcie merytoryczne, jak i w pozyskiwaniu funduszy, prowadzimy aktywną współpracę z instytucjami krajowymi i europejskimi. Transformacja sektora gazowniczego w kierunku neutralności klimatycznej stawia przed nami wyzwania, ale jednocześnie otwiera drzwi do nowych możliwości i innowacyjnych rozwiązań. Czekamy na wiele pracy i koncentracji wspólnych wysiłków wielu środowisk związanych z ideą rozwoju gospodarki wodorowej i innych zielonych gazów. IGG, jako istniejący w branży gazowej ośrodek samorządu gospodarczego, mający udokumentowany i bogaty dorobek w kształtowaniu przepisów prawa, szerzenia *know how*, będzie wpływał na środowisko biznesu gazowego i opinię publiczną, będziemy potrzebować dużo siły i determinacji. I tego właśnie życzę wszystkim czytelnikom „Przeglądu Gazowniczego”.



Robert Perkowski
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Zdrowych i radosnych świąt Bożego Narodzenia
oraz pomyślności i sukcesów w nadchodzącym, 2024 roku
naszym Czytelnikom i Współpracownikom
życzą
Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)
Jacek Brzozowski (PGNiG Grupa ORLEN)
Aleksandra Pinkas (PGNiG Grupa ORLEN)
Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ-SYSTEM S.A.)
Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)
Paweł Rybicki (PSG sp. z o.o.)
Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)
Ewa Kukulska-Zajac (INiG – PIB)
Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)
Przemysław Cegiłka (PGNiG Grupa ORLEN)
Piotr Wojtasik (PGNiG Grupa ORLEN)
Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 37, 22 631 08 38
e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

Redaktor prowadzący: Julita Wróbel-Siemieniuk
tel. kom. 516 444 463
e-mail: julita.wrobel-siemieniuk@igg.pl

DTP i druk: BARTGRAF
tel. 601 968 520
e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Gospodarka wodorowa okiem doradcy biznesowego – kluczowe szanse i wyzwania**
– Jarosław Wajer, Michał Sąsiad
- 11 **Finansowanie ze środków NFOŚiGW inwestycji w zakresie przekształcenia biogazu w biometan**
– Dawid Karasek, Paweł Kryczkowski, Monika Mordarska, Filip Popowicz
- 13 **Finansowanie inwestycji w kogenerację opartą na zdekarbonizowanych paliwach gazowych – wodorze i biometanie** – Joanna Smolik, Jacek Bogucki, Albert Kulawiak
- 16 **Emisja metanu na tle emisji gazów cieplarnianych w Polsce** – Dagna Zakrzewska
- 18 **Doliny wodorowe stworzą nową gałąź gospodarki** – Szymon Płoński
- 20 **Analiza zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO w Polsce do 2030 roku**
– Grzegorz Tchorek, Michał Niewiadomski
- 22 **3S Hydrogen Council: Wodorowa Europa ma usłyszeć głos naszego regionu**
– Paweł Piotrowicz
- 24 **Powstała Centralna Dolina Wodorowa im. Braci Łuszczzyńskich** – Kinga Pawluszek
- 26 **Wykorzystanie zielonego wodoru do wytwarzania energii w celu poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego** – Klaus Payrhuber
- 31 **ORLEN zbuduje infrastrukturę do przeladunku i transportu CO₂**
– Agnieszka Baran, Hubert Ficek



29

NASZ WYWIAD

- 29 **Brak jednolitego systemu certyfikacji wodoru utrudnia rozwój światowego rynku**
– rozmowa z Grzegorzem Pawelcem, dyrektorem działu analiz Hydrogen Europe

REPORTAŻ

- 32 **Polski ekosystem innowacji dolin wodorowych**

PGNiG GRUPA ORLEN

- 34 **Flota nowoczesnych gazowców wzmacnia bezpieczeństwo dostaw gazu do polskich odbiorców**
- 36 **Obrót gazem ziemnym – nowoczesny model działania na tradycyjnym rynku**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 38 **Zagraniczni OSD wraz z PSG o planach zazielenienia sieci gazowej**
- 39 **PSG i GRDF razem dla zazielenienia gazu**
- 40 **PSG przygotowuje się do dystrybucji wodoru**
- 41 **PSG zakończyła kluczową inwestycję dla województwa lubuskiego**

GAZ-SYSTEM

- 42 **GAZ-SYSTEM zakończył budowę gazociągu Gustorzyn-Wronów**

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 44 **Gazowe inwestycje PTER zmniejszają emisję CO₂**

EuRoPol GAZ s.a.

- 46 **Operatorzy systemów wodorowych – planowane zasady funkcjonowania**

GAS STORAGE POLAND

- 48 **Certyfikacja operatora systemu magazynowania**

INiG – PIB

- 50 **INiG – PIB po raz trzeci instytucją wdrażającą środki UE na infrastrukturę energetyczną**

PUBLICYSTYKA

- 52 **Społeczno-przestrzenne uwarunkowania sektora biogazu w Polsce** – Justyna M. Chodkowska-Miszczuk

TECHNOLOGIE

- 56 **CERTYFIKATY F-GAZ – ekoUDT w obszarze urządzeń oddziałujących na ekosystem, cz.2** – Krzysztof Rudziewicz

WARSZTATY IGG

- 59 **Rola silników gazowych na gaz ziemny i wodór w przyszłym systemie energetycznym** – Waław Bilnicki
- 60 **Emisje metanu z sieci gazowej – nowe wyzwania. Warsztaty techniczne IGG** – Eliza Dyakowska

PRAWO

- 61 **Europejski Bank Wodoru** – Robert Mikulski

Fot. na okładce: IGG



34

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

W ostatnim kwartale IGG zorganizowała 3 duże wydarzenia.

- Konferencję „Metan jako paliwo i surowiec oraz czynnik emisyjny”, która odbyła się 9 października i cieszyła się dużym zainteresowaniem. Ponad 100 uczestników wysłuchało zaproszonych ekspertów.
- Warsztaty techniczne „Emisje metanu z sieci gazowej – nowe wyzwania” (25–26.10.) w Tarnowie. Połączone one były z wizytą techniczną na stanowisku do pomiarów emisji metanu w Łukanowicach. Podczas warsztatów zaprezentowano również wytyczne WT-IGG-4101:2023 *Metody pomiaru i określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej*. Więcej informacji na stronie 60.
- Warsztaty techniczne „Rola produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem silników gazowych zasilanych gazem ziemnym z dodatkiem wodoru w przyszłym systemie energetycznym” (16–17.11.) w Strykowie. Połączono je z wizytą techniczną na instalacji kogeneracyjnej w Zgierzu. Więcej na stronie 59.

IGG aktywnie prowadzi działania na rzecz przygotowania branży do pozyskania środków unijnych. O ponad miesiąc przyspieszony został termin naboru wniosków w ramach programu FEniKS, dotyczący gazowych sieci dystrybucyjnych.

IGG przekazała swoim członkom w bezpośredniej korespondencji 8 grudnia „Poradnik weryfikacji inwestycji pod względem wpływu na klimat i adaptację do zmian klimatu w okresie programowania UE 2021–2027”. Dokument ten będzie wykorzystywany w trakcie realizacji Programu FEniKS, w którym przewidziane są środki na inwestycje infrastrukturalne dla gazownictwa. Podsumowane w nim są wytyczne KE oraz dokumenty referencyjne obowiązujące w Unii Europejskiej i w kraju.

7 listopada w IGG odbyło się spotkanie Grupy Ekspertów IGG ds. Wodoru, podczas którego omówiono dwie prezentacje.

1. Dotyczącą systemów certyfikacji gospodarki wodorowej.

Prof. Jacek Jaworski, dyrektor INiG – PIB, omówił przygotowane przez INiG dwa zagadnienia: dotyczące certyfikacji wodorowej wyrobów stosowanych w gazownictwie oraz certyfikacji RFNBO w sprawie odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego.

2. Dotyczącą prognozy zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO (*Renewable fuels of non-biological origin*) w Polsce do 2030 roku.

Obszerną analizę przedstawił prof. Grzegorz Tchorek, zastępca dyrektora Instytutu Energetyki, którą omówiono w Grupie Ekspertów IGG ds. Wodoru.

W ostatnich miesiącach IGG, przy współpracy z kancelarią JDP, przeprowadziła dla firm członkowskich bezpłatne webinaria o następującej tematyce:

- „Jeśli nie waloryzacja to co? Możliwe alternatywy włącznie z odstąpieniem” 17.11.2023 roku,
- „Waloryzacja kontraktów budowlanych – *success stories*” (28.11.),
- przy współpracy z firmą Plasson Polska sp. z o.o., 6 grudnia IGG przeprowadziła webinarium: „Sposób certyfikacji i dopuszczenia do stosowania w gazownictwie kształtek mechanicznych na przykładzie wdrożenia kształtek G-Plass w krajach UE”.

Oprócz wymienionych IGG włączyła swoich członków do webinarium organizowanego przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, dotyczącego warunków przystąpienia i skorzystania ze wsparcia Europejskiego Banku Wodoru – EHB (5.10.).

W październiku Zarząd IGG ustanowił dwa standardy: ST-IGG-0201 *Protokół komunikacyjny SMART-GAS* oraz ST-IGG-0206 *Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe laboratoryjne*, a 20 grudnia planowane jest zatwierdzenie przez KST wytycznych WT-IGG-4501 *Za-*

lecenia przy projektowaniu i budowie infrastruktury do transportu paliw gazowych z domieszką wodoru.

W czwartym kwartale br. IGG aktywnie zajmowała się tematyką legislacyjną. W ramach konsultacji społecznych uczestniczyła w opinio-

- projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w sieć dystrybucji w obszarze efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego i chłodniczego w ramach programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027,
- projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej,
- projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
- projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla stacji gazu ziemnego,
- projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła lub chłodu oraz ciepła odpadowego z odnawialnych źródeł energii.

Izba uczestniczyła także w procesie konsultacji publicznych na temat redukcji obowiązków sprawozdawczych wynikających z prawa UE, które trwały do 28 listopada br. W komunikacie pt. „Długoterminowa konkurencyjność UE: perspektywa na przyszłość po 2030 roku” (COM (2023)168) KE podkreśliła znaczenie sprzyjających wzrostowi gospodarczemu ram regulacyjnych dla wspierania konkurencyjności i produktywności unijnego biznesu. Celem inicjatywy jest zmniejszenie tych obciążeń o 25% bez podważania celów polityki i tym samym poprawa konkurencyjności unijnych przedsiębiorstw na rynkach światowych.

Ostatni rok to okres intensywnej pracy IGG. Zorganizowaliśmy rekordową liczbę konferencji, warsztatów i webinarium. Największym wydarzeniem były jubileuszowe Targi Expo Gas. W naszych eventach brało udział ponad 800 osób. W przyszłym roku mamy nadzieję na utrzymanie tempa w działaniach na rzecz rozwoju naszej branży, nowych gałęzi gospodarki i dekarbonizacji. Od października, razem z GFKM, prowadzimy kolejną, już 19. grupę MBA, która liczy 36 osób. Zapraszamy do wyjazdu w pierwszym kwartale 2024 roku na styczniowe sympozjum w Zakopanem oraz kwietniowy wyjazd do Japonii. Informacje o organizowanych wydarzeniach zamieszczone są na str. 2 i 63.

Witamy w naszych szeregach nową firmę.

Zakład Projektowo-Produkcyjny VARIA sp. z o.o.

Zapraszamy kolejne firmy, zainteresowane członkostwem w IGG, szczególnie działające w obszarze gospodarki wodorowej i biometanowej. IGG – w wyniku wielu inicjatyw legislacyjnych i opiniotwórczych krajowego i unijnego prawa – wspiera ukierunkowane na rzecz biznesu rozwiązania dotyczące rozwijanych rodzajów gazu dla celów energetycznych.



Leszek Drabio

● **11 grudnia br.** Amerykański koncern informatyczny Microsoft podpisał umowę z Northern Lights JV, norweską spółką utworzoną przez trzy koncerny paliwowe, dotyczącą opracowania technologii i przeprowadzania odbioru i sekwestracji dwutlenku węgla. Głównym celem działalności jest przyspieszenie dekarbonizacji. W 2024 roku planowane jest przejście i składowanie w podmorskich magazynach 1,5 mln ton CO₂. Northern Lights jest spółką joint venture, powołaną przez trzy światowe koncerny paliwowo-energetyczne: norweski Equinor, francuski TotalEnergies i brytyjski Shell.

● **11 grudnia br.** ORLEN dołącza do projektu magazynowania dwutlenku węgla w Norwegii. Przejmuje 50 proc. udziałów w koncesji Polaris na Morzu Barentsa, która będzie wykorzystywana do magazynowania dwutlenku węgla. To efekt umowy pomiędzy PGNiG Upstream Norway a właścicielem koncesji – firmą Horisont Energi AS. Jak podał ORLEN, transakcja przyczyni się do rozwoju nowej linii biznesowej koncernu, związanej z odbiorem i zarządzaniem przemysłowymi emisjami CO₂. Pojemność struktur geologicznych koncesji Polaris, przypadająca na udział PGNiG Upstream Norway, obecnie szacowana jest na łącznie około 100 milionów ton dwutlenku węgla, co powinno umożliwić prowadzenie działalności magazynowej przez 12–25 lat. Wstępny harmonogram przewiduje, że w wypadku ostatecznego potwierdzenia zakładanych możliwości składowania zatłaczanie dwutlenku węgla mogłoby rozpocząć się na przełomie 2028 i 2029 roku.

● **9 grudnia br.** Jest zgoda krajów członkowskich Unii Europejskiej na wprowadzenie mechanizmów pozwalających zrezygnować z importu gazu z Rosji oraz na wykluczenie firm rosyjskich i białoruskich z dostępu do infrastruktury europejskiej. Nowe sankcje unijne mają pozwolić krajom członkowskim UE zakazać firmom z Rosji i Białorusi dostępu do przepustowości gazociągów i terminali LNG. Ostateczna wersja przepisów ma jeszcze być zatwierdzona w Parlamencie Europejskim i krajach członkowskich. Prawo mogłoby wejść w życie w maju przyszłego roku.

● **8 grudnia br.** Parlament Europejski i państwa Unii Europejskiej porozumiały się w sprawie wprowadzenia w UE pakietu gazowo-wodorowego. Zawiera on między innymi ramy prawne dla rozwoju rynku wodoru w UE, w tym szczególne wsparcie jego rozwoju w regionach górniczych, zachęty taryfowe dla inwestycji w biometan i prawną możliwość wstrzymania przez kraje unijne importu gazu z Rosji.

● **4 grudnia br.** – *Właśnie rozpoczęliśmy globalne zobowiązanie dotyczące potrojenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii i podwojenia środków w zakresie efektywności energetycznej do 2030 roku. Cieszę się, że podpisało się pod nim już ponad 100 krajów. To mocny sygnał, że wspólnie możemy zbliżyć się do przyszłości czystej energii, której tak bardzo potrzebuje nasza planeta. (...) W ramach planu REPowerEU zdywersyfikowaliśmy nasze dostawy energii, uruchomiliśmy więcej odnawialnych źródeł energii niż kiedykolwiek wcześniej i zmniejszyliśmy popyt. Liczby mówią same za siebie. Zmniejszyliśmy udział rosyjskiego gazu w imporcie UE z 45–50 do poniżej 10%* – powiedziała Kadri Simson, komisarz ds. energii, podczas COP 28 w Dubaju

● **2 grudnia br.** URE opublikował metodologię określania wskaźnika uzasadnionego poziomu średnioważonego kosztu kapitału

(*weighted average cost of capital, WACC*) dla operatorów systemów gazowych prowadzących działalność polegającą na przesyłaniu, dystrybucji, magazynowaniu, skraplaniu i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, na okres od 2024 do 2028 roku.

● **2 grudnia br.** W Gdyni, podczas dwudniowej, międzynarodowej, VII konferencji poświęconej tematyce LNG i bioLNG, zaprezentowano „Przewodnik dla inwestorów, operatorów oraz użytkowników stacji ze skroplonym gazem”. Dokument, przygotowany przez ekspertów firm członkowskich Polskiej Platformy LNG, to swego rodzaju vademecum – zbiór zaleceń i dobrych praktyk, pomagających zrozumieć, jak otworzyć i bezpiecznie prowadzić punkt obsługi LNG oraz bioLNG. W przewodniku krok po kroku pokazano, jak przygotować się do takiej inwestycji – począwszy od strony prawnej, poprzez procedury związane z certyfikacją, a na bezpiecznej eksploatacji kończąc.

● **30 listopada br.** Na koniec III kwartału 2023 roku 175 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 82 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym – wynika z danych podanych przez URE. W porównaniu z III kwartałem 2022 roku, w III kwartale 2023 roku o 47,2% zwiększyła się ilość gazu wysokometanowego przepływającego przez polski system przesyłowy. Dostawy gazu terminalem LNG wzrosły o 5,1%. Z kolei dostawy gazu z UE wzrosły o 149,5%.

● **22 listopada br.** ORLEN i Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. podpisali list intencyjny dotyczący podjęcia działań związanych z przygotowaniem warunków do wdrożenia technologii wychwytywania, przesyłu i sekwestracji CO₂. Dokument przewiduje podjęcie współpracy w postaci koordynacji działań dotyczących między innymi opracowania i realizacji rozwiązań technicznych, umożliwiających efektywne wdrażanie w Polsce technologii wychwytywania, przesyłu i magazynowania dwutlenku węgla. Istotnym elementem tego procesu będzie zdefiniowanie zasad prowadzenia takiej działalności, a w przyszłości stworzenie warunków do transportu rurociągami dwutlenku węgla z miejsc jego produkcji i wychwytu do miejsc magazynowania.

● **17 listopada br.** Nowa kotłownia szczytowo-rezerwowa w Siechnicach pod Wrocławiem została oddana do eksploatacji. Jednostka zastąpi 120-letni zakład wykorzystujący węgiel i zostanie zasilona gazem ziemnym. Będzie składała się z bloku gazowo-parowego, czterech kotłów szczytowo-rezerwowych i akumulatora ciepła.

● **9 listopada br.** Pierwsze osiedle zasilane energią pozyskaną z wodoru powstanie w Śremie. SES Hydrogen Energy oraz miasto Śrem, lokalny TBS oraz Con-Project podpisały umowę na projekt osiedla i kotłowni wodorowej. Kotłownia będzie częścią inwestycji i będzie zapewniać ciepłą wodę i ogrzewanie budynków. Jej punkt centralny stanowić będzie kocioł wodorowo-tlenowy wraz z instalacjami przygotowania gazów. Ponadto, infrastruktura obejmie moduł generacji wodoru i tlenu z wykorzystaniem elektrolizerów, układ przygotowania wody do elektrolizy, moduł magazynowania wodoru i tlenu, układy zasilania i sterowania procesami technologicznymi oraz wymiany ciepła.

Kocioł wodorowy, który zostanie wykorzystany w projekcie jest pierwszym w pełni ekologicznym urządzeniem grzewczym dedy-

kowanym aplikacjom średniej i dużej skali, który dzięki zastosowaniu substratów w postaci wodoru i tlenu oraz obiegu zamkniętego zapewni eliminację emisji CO_x, NO_x, SO_x oraz pyłów. Specjalnie projektowany układ ma umożliwić częściowy recykling i ponowne wykorzystanie wody, która będzie kierowana z powrotem na elektrolizer.

● **8 listopada br.** Kadri Simson, komisarz UE ds. energii, przedstawiła w Parlamencie Europejskim sprawozdanie na temat stanu unii energetycznej za 2023 rok. Powiedziała, że działając solidarnie i jednomyślnie, państwom członkowskim udało się radykalnie zmniejszyć zależność od importu rosyjskich paliw kopalnych poprzez całkowite wycofanie się z importu rosyjskiego węgla, zmniejszenie zależności od rosyjskiej ropy naftowej o około 90 proc. oraz zmniejszenie importu rosyjskiego gazu o 75 proc. między marcem 2021 roku a marcem 2023 roku. Zwróciła także uwagę na to, że między sierpniem 2022 roku a sierpniem 2023 roku zapotrzebowanie na gaz spadło o ponad 18 proc. w porównaniu ze średnią z poprzednich pięciu lat. Powiedziała również, że instalacja mocy z OZE wzrosła o 47 proc.

● **31 października br.** GAZ–SYSTEM oraz LLC Gas Transmission System Operator of Ukraine uruchomili konsultacje dotyczące projektu przepustowości przyrostowej pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Ukrainy.

Konsultacje rozpoczęto zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 roku, ustanawiającym kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (CAM NC).

Opracowany dokument konsultacyjny zawiera m.in. opis projektu przepustowości przyrostowej, w tym proponowane rozwiązanie techniczne, oszacowanie kosztów, wstępny harmonogram, poziom oferty dla produktu z zakresu przepustowości powiązanej oraz ogólne zasady i warunki udziału i uzyskania dostępu do przepustowości przyrostowej, wymagane przez obu operatorów w ramach aukcji produktu rocznego.

● **18 października br.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził „Instrukcję ruchu i eksploatacji instalacji magazynowych” (IRiEIM) operatora systemu magazynowania paliw gazowych Gas Storage Poland. To pierwsza taka instrukcja dla instalacji magazynowania gazu ziemnego, zatwierdzona przez regulatora.

Obowiązek opracowania IRiEIM dla magazynów gazu został wprowadzony nowelizacją ustawy „Prawo energetyczne”, która weszła w życie 3 lipca 2021 roku.

Instrukcja dla instalacji magazynowania gazu ziemnego określa szczegółowe warunki korzystania z niej przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji.

● **13 października br.** Grupa ORLEN rozpoczęła eksploatację złoża Tommeliten A na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zapewni to koncernowi dodatkowe 0,5 mld metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie, który będzie dostarczany do kraju za pomocą gazociągu *Baltic Pipe*. Eksploatację Tommeliten A uruchomiono pół roku wcześniej niż przewidywał harmonogram, dzięki czemu wydobywany ze złoża gaz wzmocni bezpieczeństwo energetyczne kraju jeszcze w tym sezonie grzewczym.

● **12 października br.** GAZ–SYSTEM podpisał dwa ważne porozumienia dotyczące realizacji FSRU w Zatoce Gdańskiej – z Urzędem Morskim w Gdyni oraz Zarządem Morskiego Portu Gdańsk S.A. w sprawie współpracy przy realizacji w Zatoce Gdańskiej strategicznej dla bezpieczeństwa Polski inwestycji – terminalu LNG FSRU.

● **11 października br.** Polska Spółka Gazownictwa uruchomiła w Mławie projekt badawczo-rozwojowy mający sprawdzić, jaki wpływ na istniejącą sieć gazową ma mieszanina gazu ziemnego i wodoru. Projekt będzie realizowany do końca 2027 roku. W jego ramach spółka wybuduje i uruchomi wyodrębnioną instalację pilotażową z elementów pozyskanych z istniejącej sieci gazowej PSG. Przeprowadzone będą również szczegółowe badania długotrwałego wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na elementy sieci dystrybucyjnej i wybrane odbiorniki końcowe. Mają one również wskazać komponenty krytyczne dla bezpieczeństwa i poprawnego funkcjonowania eksploatowanej sieci w przypadku kontaktu z wodorem.

● **10 października br.** Daniel Obajtek, prezes ORLENU, zapowiada, że firma przejmie polski odcinek Gazociągu Jamalskiego na własność. Właściciel gazociągu to EuRoPol Gaz, spółka z udziałami 48 procent PGNiG (ORLEN), 4 procent Gas Trading (ORLEN) i 48 procent Gazpromu. Jednak akcje Gazpromu objęte są zarządem przymusowym od listopada 2022 roku – na wniosek Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego w ramach sankcji za inwazję Rosji na Ukrainę. ORLEN zapowiada przejęcie akcji Rosjan, a tym samym własności polskiego odcinka Gazociągu Jamalskiego, ciągnącego się od granicy białoruskiej do niemieckiej.

– *Kończymy z rosyjskimi wypływami w polskim systemie tranzytu gazu! EuRoPol Gaz, po uprawomocnieniu się decyzji Ministerstwa Rozwoju i Technologii (o zajęciu akcji), zostanie właścicielem akcji należących dotychczas do PAO Gazprom, a Grupa ORLEN przejmie kontrolę nad Systemem Gazociągów Tranzytowych –* podał Daniel Obajtek na Twitterze. – *Polska przez całe dekady była uzależniona od dostaw gazu ziemnego z Rosji. Jeszcze 10 lat temu stanowił on około 80 procent importu tego surowca. Od 2022 roku jesteśmy całkowicie niezależni od gazu z Rosji. Dzisiejsza decyzja to krok do przywrócenia pełnej kontroli polskich podmiotów nad strategiczną infrastrukturą gazową kraju.*

2 października br. ORLEN złożył do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumenta wniosek o zgodę na koncentrację w postaci przejęcia EuRoPol Gaz. Wniosek został rozpatrzony pozytywnie 9 października br.

● **9 października br.** GAZ–SYSTEM uzyskał decyzję lokalizacyjną dla gazociągu Wężerów–Przewóz. Gazociąg, o łącznej długości 44 km i średnicy DN700, będzie w całości przebiegał przez województwo małopolskie, zaopatrując w gaz aglomerację krakowską. Decyzja lokalizacyjna została wydana w październiku przez wojewodę małopolskiego. Rozwój lokalny jest bardzo ważny w budowaniu przewagi konkurencyjnej polskiej gospodarki. Realizowane przez GAZ–SYSTEM gazociągi krajowe, takie jak Wężerów–Przewóz, który będzie zasilac w gaz ziemny miejską aglomerację z ponad milionem mieszkańców, dają możliwość przejścia na niskoemisyjne i stabilne źródło energii w przemyśle oraz sektorze produkcji energii i ciepła.

Gospodarka wodorowa okiem doradcy biznesowego – kluczowe szanse i wyzwania

Jarosław Wajer, Michał Sąsiad

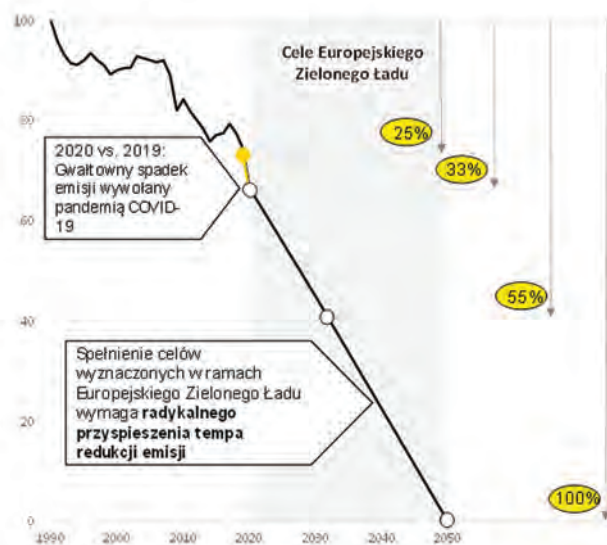
Mówiąc o zielonym wodorze, warto najpierw nawiązać do zrównoważonego rozwoju, jednego z kluczowych trendów, które zdominowały współczesną debatę biznesową. Interesariusze oczekują, iż spółki będą się rozwijały i systematycznie zwiększały swoją wartość mimo różnych, wywieranych na nich presji. Powszechnie uważa się, iż ryzyko gospodarcze jutro będzie większe niż było wczoraj, a w coraz większej części składa się z niepewności dotyczącej środowiska i klimatu. Dlatego znaczna liczba państw, miast, organizacji i przedsiębiorstw przyjmuje własne, ambitne strategie i cele dekarbonizacyjne, które wywierają coraz większą presję na ich członków czy partnerów biznesowych. W tym bardzo szerokim i wielowątkowym kontekście warto spojrzeć na wodór. Zainteresowanie nim zdecydowanie wykracza poza świat chemii i tablicę Mendelejewa.

Jeszcze kilka lat temu wielu ekspertów akcentowało rolę wodoru jako paliwa alternatywnego do samochodów osobowych lub transportu publicznego. Dziś jego postrzeganie jest zdecydowanie szersze. Wiele wskazuje na to, że wodór może odegrać istotną rolę w dekarbonizacji gospodarki, i to w wielu zastosowaniach. Dodatkowo, z uwagi na wojnę w Ukrainie oraz związany z nią kryzys energetyczny, wodór może również wspierać budowanie niezależności i bezpieczeństwa energetycznego.

Cel: redukcja emisji do zera

Globalnym liderem inicjatyw klimatycznych jest Unia Europejska, której kraje członkowskie od prawie dwóch dekad realizują coraz ambitniejsze cele redukcji emisji. W efekcie, w latach 1990–2019 Wspólnota zredukowała poziom emisji gazów cieplarnianych o 25%, a jej udział w emisjach globalnych spadł z 15 do 8%. Dotychczasowe wysiłki koncentrowały się przede wszystkim na dekarbonizacji miksów elektroenergetycznych. W wielu państwach prąd produkowany z paliw kopalnych, takich jak węgiel i gaz ziemny, jest sukcesywnie zastępowany odnawialnymi źródłami energii. Jednocześnie należy pamiętać, że pełna redukcja emisji to wyzwanie dużo szersze niż tylko zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej. W lipcu 2020 roku Komisja Europejska w ramach tzw. Europejskiego Zielonego Ładu (czyli zbioru inicjatyw politycznych wyznaczających kierunek transformacji energetycznej dla wszystkich krajów członkowskich UE) przedstawiła swoje ambicje zdecydowanego poszerzenia i przyspieszenia dotychczasowych działań. Ich celem jest obniżenie emisji gazów cieplarnianych o nie mniej niż 55% do 2030 roku (w porównaniu z 1990 rokiem) oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej (czyli zredukowanie emisji do zera netto) w UE do 2050 roku. Oznacza to, iż do tego czasu będziemy musieli osiągnąć 75% redukcji w stosunku do wspomnianych 25%, a niezbędny wysiłek będzie wielokrotnie większy.

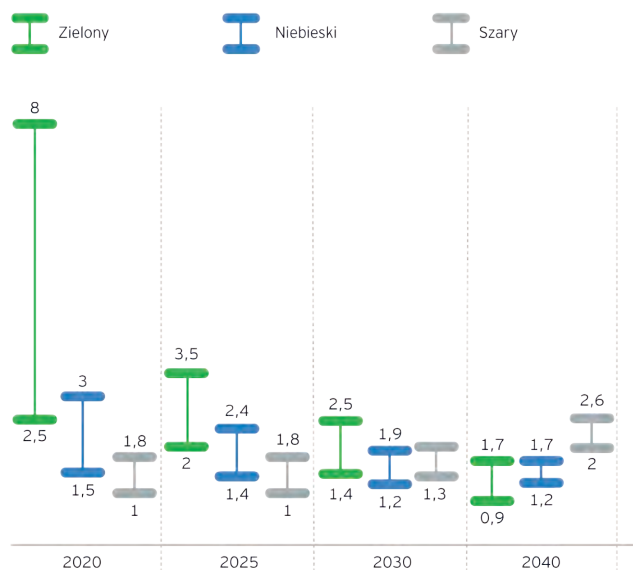
Redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE (1990 = 100)



Kluczowa rola zielonego wodoru

Założenia Europejskiego Zielonego Ładu będą możliwe do zrealizowania jedynie w przypadku równoczesnej dekarbonizacji wszystkich sektorów europejskiej gospodarki, zwłaszcza odpowiedzialnych za największe emisje – transportu, przemysłu, energetyki, budownictwa i rolnictwa. Osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie wymagało radykalnej zmiany sposobu produkowania, przesyłania, przechowywania i zużywania energii. Innymi słowy, w wielu obszarach gospodarki powstaną nowe modele organizacyjne i biznesowe. Kluczowym trendem w podaży energii będzie maksymalna elektryfikacja, tzn. zastępowanie paliw kopalnych energią elektryczną wszędzie, gdzie jest to technicznie możliwe i nie generuje nieracjonalnych kosztów.

Koszty produkcji wodoru z uwzględnieniem kosztów emisji 2020–2040 (USD/kg)



Jednocześnie ta energia elektryczna będzie coraz mniej emisyjna, a w perspektywie 2050 roku zeroemisyjna, wytwarzana z OZE i w elektrowniach jądrowych. Po stronie popytu na energię podstawowym celem stanie się maksymalna możliwa efektywność energetyczna, w tym m.in. powszechna termomodernizacja budynków, energetyka prosumencka czy wyższe wymogi dotyczące sprawności maszyn i urządzeń, czyli wszystkie działania pozwalające zredukować jej zużycie. Mimo że elektryfikacja i efektywność energetyczna bez wątpienia staną się kołem zamachowym dalszej dekarbonizacji, ich potencjał nie wystarczy do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Istnieją bowiem sektory, w których wykorzystanie energii elektrycznej jest technologicznie lub ekonomicznie nieuzasadnione i nie ma perspektyw na szybką zmianę tej sytuacji. To właśnie w tych obszarach kluczową rolę może odegrać zielony wodór jako:

- narzędzie dekarbonizacji w sektorach opierających się elektryfikacji, m.in. ciężkim przemyśle, transporcie długodystansowym i towarowym, zarówno lądowym, morskim (amoniak, metanol), jak i lotniczym (SAF),
- element wspierający dalszą zmianę paradygmatu europejskiej energetyki w kierunku modelu rozproszonego, bazującego na OZE (umożliwiający magazynowanie energii oraz jej późniejszy transfer między sektorami i lokalizacjami, z pominięciem tradycyjnej sieci przesyłowej).

Największy potencjał do wykorzystania wodoru widziany jest w trzech sektorach przemysłowych – rafineryjnym i chemicznym (czyli tam, gdzie już dzisiaj wodór jest wykorzystywany w bardzo dużych ilościach), a także stalowym. Niemniej jednak, jego rola może być także bardzo istotna w sektorze transportu, energetyce czy nawet ciepłownictwie.

Warto podkreślić, że chodzi tu o tzw. zielony wodór, tzn. wodór produkowany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii z odnawialnych źródeł, takich jak farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne. Generalnie, wodór od lat wykorzystywany jest w przemyśle, jednak podczas obecnych procesów produkcyjnych emitowane są duże ilości dwutlenku węgla. Ponadto, do jego produkcji

wykorzystywane są węglowodory importowane z niestabilnych politycznie części świata. W związku z tym produkcja i stosowanie zielonego wodoru mogą nam pomóc zarówno w procesie dekarbonizacji gospodarki, jak i w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego, które w okresie obecnych napięć geopolitycznych ma ogromne znaczenie.

Bariery rozwoju gospodarki wodorowej

Zainteresowanie wodorem systematycznie rośnie. Stale słyszymy o nowych projektach inwestycyjnych, związanych sojuszach, przyznanych grantach czy nowych regulacjach wspierających wodór. W części państw członkowskich Unii Europejskiej następuje przejście z fazy planowania i teoretycznych dyskusji do fazy realnych działań wdrożeniowych. Regulatorzy zauważyli potencjał zielonego wodoru i przyjmują kolejne akty prawne, cele oraz wdrażają narzędzia wsparcia, mające wspomóc rozwój technologii. Niemniej jednak wiele analiz wskazuje, iż pomimo wzrostu zainteresowania zielonym wodorem, dynamika realnych zmian regulacyjno-biznesowych w tym obszarze nadal jest za niska, żeby osiągnąć wyznaczone cele klimatyczne.

Skoro wszystko wydaje się takie proste i oczywiste, dlaczego zielony wodór nie zdominował jeszcze rynków? Jest tak dlatego że istnieje przynajmniej kilka wyzwań i barier dla rozwoju gospodarki wodorowej, często bezprecedensowych, które w krótkim i średnim terminie będą komplikowały przygotowanie i realizację projektów inwestycyjnych w tym obszarze. Jednym z nich jest ekonomia. Obecny kryzys energetyczny jeszcze się nie skończył, więc nie znamy relacji kosztowych między poszczególnymi nośnikami energii, które ukształtują się w kolejnych latach jako „nowa równowaga”. Analizy przeprowadzane przed 2021 rokiem wskazywały, iż zielony wodór był kilka razy droższy od szarego (tj. wodoru produkowanego z gazu ziemnego). Możemy się spodziewać, że z biegiem czasu ta ekonomika będzie się bardzo poprawiała, natomiast obecnie jest to realne i duże wyzwanie dla potencjalnych inwestorów.

Potrzebni *market makers*

Kolejne wyzwanie dotyczy kształtu rynku. Obecnie rynek zielonego wodoru znajduje się we wczesnej fazie rozwoju – poszczególne fragmenty łańcucha wartości są niepołączonymi elementami, a dotychczasowe wdrożenia technologii wodorowych mają charakter projektów pilotażowych. Brakuje infrastruktury fizycznej i instytucjonalnej, która pozwalałaby połączyć producentów z odbiorcami, a więc podaż z popytem. Dlatego na obecnym etapie bardzo ważne jest mobilizowanie i aktywizowanie podmiotów mogących odegrać rolę *market makers* lub integratorów, czyli podmiotów przejmujących ciężar i ryzyko inwestycyjne w pierwszym okresie rozwoju rynku. Taką rolę mogą odegrać m.in. władze centralne i samorządowe, a także duże zintegrowane grupy kapitałowe, zwłaszcza już działające na istniejących rynkach surowcowych.

Logistykę zielonego wodoru oraz jej koszty należy uznać za kolejne wyzwanie dla rozwoju tego rynku. Wodór – jako najlżejszy pierwiastek i bardzo podatny na dyfuzję – jest trudny do magazynowania i transportu. W rezultacie instalacje produkujące wodór były dotychczas lokowane niedaleko od centrów popytu.

W długim terminie, wraz z rozwojem rynku, można spodziewać się, że centra popytu i podaży z różnych powodów będą się od siebie oddalać, w tym np. z uwagi na dostępność taniej energii z OZE lub zasobów wodnych. Opcji transportu wodoru jest kilka (w tym w formie jego pochodnych, czyli amoniaku i metanolu), a każda z nich ma wady i zalety. Obecnie wydaje się, że docelowo nie będzie jednego, uniwersalnego sposobu transportu wodoru, a konkretne rozwiązania logistyczne będą pochodną różnych czynników (np. odległości między miejscem produkcji i wykorzystania).

Myśląc o wyzwaniach, warto wspomnieć o finansowaniu, a więc i bankowości obecnych projektów dotyczących zielonego wodoru. Z uwagi na brak działającego rynku wodoru instytucje finansowe kwalifikują projekty wodorowe jako przedsięwzięcia

Obecny kryzys energetyczny jeszcze się nie skończył, więc nie znamy relacji kosztowych między poszczególnymi nośnikami energii, które ukształtują się w kolejnych latach jako „nowa równowaga”. Analizy przeprowadzane przed 2021 rokiem wskazywały, iż zielony wodór był kilka razy droższy od szarego (tj. wodoru produkowanego z gazu ziemnego). Możemy spodziewać się, że z biegiem czasu ta ekonomika będzie się bardzo poprawiała, natomiast obecnie jest to duże wyzwanie dla potencjalnych inwestorów.

wysokiego ryzyka, co przekłada się na utrudniony dostęp do kapitału. Kluczowym wyzwaniem jest m.in. zabezpieczenie odbioru wodoru, co jest podstawą do uzyskania finansowania zewnętrznego. W wymiarze finansowym kolejnym czynnikiem sukcesu dla takich projektów, o którym warto wspomnieć, jest zabezpieczenie dotacji lub innych mechanizmów wsparcia.

Kluczowy dostęp do OZE i wody

Bardzo ważną kwestią jest dostęp do odnawialnych źródeł energii. Aby zrealizować jeden z celów Komisji Europejskiej, a mianowicie produkcję na poziomie 10 mln ton zielonego wodoru w 2030 roku, będziemy potrzebowali około 500 TWh zielonej energii. To ogromna ilość energii, która będzie musiała pochodzić z nowych, obecnie nieistniejących źródeł, tak aby nie zaburzać równoległego procesu dekarbonizacji mikrosów energetycznych w Unii Europejskiej. W konsekwencji realizacja planów rozwojowych UE będzie wymagać gigantycznych inwestycji w moce OZE, liczone w setkach gigawatów.

Nieoczywistym dla wielu osób wyzwaniem może być dostęp do wody. Do produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy wykorzystuje się dużą ilość wody – do wyprodukowania 1 kg wodoru potrzeba około 9 litrów wody. Niestety, dostęp do słodkiej wody w wielu regionach świata, w tym charakteryzujących się bardzo dobrymi warunkami klimatycznymi do produkcji zielonej energii, może być problematyczny i ograniczać rozwój infrastruktury

wodorowej. Alternatywą jest produkcja zielonego wodoru z wykorzystaniem wody morskiej, takie rozwiązanie ma jednak ograniczenia i wyzwania, zwłaszcza w zakresie wyższych nakładów inwestycyjnych.

Wskazane powyżej wyzwania i bariery zostały tu wyłącznie zarysowane. W rzeczywistości każde zagadnienie jest wielowarstwowe i bardzo złożone. Co ważne, przezwyciężenie tych barier jest możliwe, natomiast będzie bardzo czasochłonne i kapitałochłonne i będzie wymagało bliskiej współpracy między sektorami publicznym i prywatnym.

Zielony wodór szansą dla polskiej gospodarki

Zainteresowaliśmy się zielonym wodorem nie tylko z uwagi na jego potencjał w obszarze dekarbonizacji i niezależności energetycznej, ale także dlatego że może on istotnie wspomóc rozwój gospodarczy w naszym kraju. Dlaczego? Powodów jest kilka.

Po pierwsze, emisyjność polskiej gospodarki jest wyższa niż większości dużych gospodarek w Unii Europejskiej oraz średniej unijnej. Biorąc pod uwagę fakt, że nasze przedsiębiorstwa są silnie związane łańcuchami dostaw innych, dużych przedsiębiorstw unijnych, będziemy musieli dokonać dekarbonizacji przynajmniej w takim samym tempie jak one. W dużym skrócie oznacza to, że w Polsce będzie popyt na technologie związane z zielonym wodorem, który może być jednym z kluczowych narzędzi do dekarbonizacji naszej gospodarki.

Po drugie, już dziś jesteśmy potentatem rynku wodoru na świecie i w Europie. Polska, z produkcją ponad 1 mln ton rocznie, jest trzecim największym producentem szarego wodoru w Unii Europejskiej i piątym na świecie. Duży popyt na wodór w przemyśle to kluczowa przewaga w pierwszym okresie rozwoju branży. Wśród ekspertów panuje przekonanie, że „pierwsza fala” popytu na zielony wodór pojawi się właśnie w przemyśle. Oznacza to, że Polska jest bardzo dobrą „piaskownicą” dla rozwoju nowych technologii wodorowych.

Po trzecie, w Polsce mamy rozwinięte systemy ciepłownicze, co jest ewenementem w skali Europy. Nasze ciepłownictwo wymaga wielu inwestycji ukierunkowanych na redukcję emisji, a wodór może być docelowo jednym z kilku kluczowych rozwiązań na powtarzalną transformację energetyczną w tym sektorze.

Powodów, dlaczego powinniśmy zainteresować się dynamicznym rozwojem rynku zielonego wodoru jest o wiele więcej – np. decentralizacja Polskiego miksu elektroenergetycznego czy zmiany na rynku logistyki i transportu. Łańcuch gospodarki wodorowej jest długi i złożony, a polskie przedsiębiorstwa mają szansę odgrywać istotną rolę co najmniej w kilku ogniwach tego łańcucha. Mijemy nadzieję, że tym razem wykorzystamy tę szansę.

Rozwinięcie wielu wątków niniejszego artykułu można znaleźć w raporcie „Zielony wodór – rewolucja czy przejściowa moda” na stronach internetowych EY.

Jarosław Wajer, EY Partner, lider doradztwa dla sektora energetycznego oraz w zakresie zrównoważonego rozwoju w Polsce i w regionie CESA
Michał Sasiad, EY menedżer, ekspert ds. projektów infrastrukturalnych

Finansowanie ze środków NFOŚiGW inwestycji w zakresie przekształcenia biogazu w biometan

Dawid Karasek, Paweł Kryczkowski, Monika Mordarska, Filip Popowicz

W procesie transformacji energetycznej jedną z kluczowych ról odgrywa Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jako największa w kraju instytucja finansów publicznych w sferze ekologii, która od 34 lat finansuje strategiczne projekty proekologiczne na kwotę ponad 250 mld zł. Jako instytucja finansująca działania związane z transformacją energetyczną NFOŚiGW stale dostosowuje swoją ofertę do działań na rzecz zmniejszenia emisji energetyki.

Budowanie systemu energetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii będzie miało kluczowe znaczenie nie tylko dla obniżenia rachunków konsumentów, ale również dla zapewnienia zrównoważonych i niezależnych dostaw energii. Koszty transformacji energetyki w Polsce są wysokie, ponieważ jej emisyjność należy do najwyższych w Europie. Dekarbonizacja polskiej energetyki jest jednym ze sposobów uniknięcia kosztów, które w prognozie długoterminowej będą rosły w przypadku niepodjęcia działań inwestycyjnych. Wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych ma pozytywny wpływ na wspomnianą dywersyfikację źródeł energii. Konieczne jest zatem wykorzystanie zasobów krajowych. Szacuje się bowiem, że produkcja biogazu i biometanu pozwoliłaby pokryć niemal 50% polskiego zapotrzebowania na gaz ziemny lub 30,5 TWh prądu z biogazu.

Projekt Rozwój OZE

NFOŚiGW w najbliższym czasie będzie wdrażał Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FENIKS 2021–2027), w którym jednym z głównych działań ma być finansowanie rozwoju OZE (FENX.02.02 Rozwój OZE).

Projekt Rozwój OZE został zidentyfikowany przez instytucję zarządzającą jako projekt uprawniony do zgłoszenia w ramach niekonkurencyjnego naboru ogłoszonego na wybór podmiotu wdrażającego instrumenty finansowe, tj. instytucję wdrażającą instrumenty finansowe. Projekt Rozwój OZE zakłada realizację celu Programu Operacyjnego FENIKS, jakim jest poprawa warunków rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju. Projekt wpisuje się w cel szczegółowy EFRR/FS.CP.2.II – wspieranie energii odnawialnej zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001, w tym określonymi w niej kryteriami zrównoważonego rozwoju. Realizacja powyższego celu nastąpi poprzez obniżenie emisyjności gospodarki, w tym transformację w kierunku gospodarki przyjaznej środowisku i o obiegu zamkniętym, zmniejszenie zużycia energii pierwotnej oraz spadek emisji gazów cieplarnianych.

Zakładane cele zostaną osiągnięte w wyniku realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych polegających na budowie lub przebudowie instalacji odnawialnych źródeł energii do wytwarzania ener-

gii elektrycznej i ciepłej z takich źródeł jak biogaz, biometan, biomasa, woda, wiatr, promieniowanie słoneczne, geotermia oraz wspieraniu inwestycji wytwarzania paliw alternatywnych z OZE (zwłaszcza biometanu i zielonego wodoru).

- Wysokość alokacji ze środków unijnych – Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR): 1588,60 mln zł.
- Finansowanie nie może przekroczyć 79,71% wydatków kwalifikowanych.
- Beneficjenci (ostateczni odbiorcy wsparcia): przedsiębiorcy, administracja publiczna oraz jednostki samorządów terytorialnych.
- Finansowanie udzielane będzie w formie instrumentu finansowego (IF), tj. dotacji, pożyczki, pożyczki z elementem dotacyjnym (umorzeniem).

W obszarze OZE – energia wiatrowa i słoneczna przewidywane są następujące formy wsparcia:

- a) pożyczka wraz z elementem dotacyjnym (umorzenie) ze środków unijnych, tj. EFRR, zwana dalej pożyczką IF,
- b) pożyczka udzielana przez instytucję wdrażającą instrument finansowy z własnych środków, zwana dalej pożyczką NFOŚiGW.

W obszarze OZE – przewidywane są następujące formy wsparcia:

- a) dotacja udzielana ze środków unijnych, tj. EFRR, zwana dalej dotacją IF,
- b) pożyczka preferencyjna ze środków unijnych, tj. EFRR, zwana dalej pożyczką IF,
- c) pożyczka udzielana przez instytucję wdrażającą instrument finansowy z własnych środków, zwana dalej pożyczką NFOŚiGW.

Obligatoryjne jest wystąpienie łącznie o dofinansowanie w formie pożyczki IF, dotacji IF i pożyczki NFOŚiGW.

Pierwsze nabory planowane są w I kwartale 2024 roku.

W ramach projektu możliwe będzie wspieranie przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie magazynów energii działających na potrzeby danego źródła OZE oraz infrastruktury umożliwiającej przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej lub gazowej. Wspierane będą rozwiązania umożliwiające efektywne magazynowanie energii oraz lepsze zarządzanie energią elek-

tryczną i ciepłą pozyskiwaną ze źródeł OZE. Realizowane przedsięwzięcia przyczynią się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii, wdrażania efektywności energetycznej i zwiększenia oszczędności energii, dekarbonizacji przemysłu i przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, a przede wszystkim do rozwoju nowych i odnawialnych form energii.

Kierunki wsparcia

Wsparcie finansowe będzie kierowane do takich rodzajów przedsięwzięć jak:

- a) budowa, przebudowa, modernizacja i rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania biometanu wraz z przyłączeniem do sieci gazowej,
- b) budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła z biogazu wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci, w tym z infrastrukturą umożliwiającą wykorzystanie ciepła wytworzonego w skojarzeniu,
- c) budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła z biomasy wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci,
- d) budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła z promieniowania słonecznego wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci,
- e) budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z wiatru wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci,
- f) magazyny energii elektrycznej lub cieplnej z OZE. Z uwagi na konieczność zintegrowania ze źródłem ciepła przewiduje się, że dofinansowanie będzie udzielane łącznie z budowanym lub modernizowanym źródłem,
- g) budowa i rozbudowa instalacji w zakresie wytwarzania wodoru z OZE wraz z magazynami wodoru działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci, w tym dedykowanej sieci do transportu wodoru,
- h) budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania ciepła z geotermii i pomp ciepła wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci,
- i) budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnych wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci.

Wsparciem w zakresie instalacji odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu objęta będzie budowa i rozbudowa instalacji do wytwarzania biometanu (w tym instalacji wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz instalacji oczyszczania biogazu do postaci biometanu, z magazynami biogazu i biometanu), wraz z infrastrukturą niezbędną do wprowadzania biometanu do sieci gazowych (dystrybucyjnych lub przesyłowych).

W przypadku projektów wykorzystujących biogaz w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 2 MW lub stałe paliwa z biomasy w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW, jako źródło wytwarzania energii odnawialnej elektrycznej niezbędne będzie spełnienie kryteriów

zrównoważonego rozwoju, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Program Energia Plus

Aktualna oferta NFOŚiGW przewiduje finansowanie w zakresie budowy nowych źródeł energii zasilanych ze źródeł niekonwencjonalnych również w ramach programu Energia Plus. Przedsiębiorcy mogą uzyskać dofinansowanie zwrotne na przedsięwzięcia dotyczące budowy wytwarzania energii z biogazu lub biometanu. Elementem projektu może być także przyłącze mocy wytwórczej do sieci dystrybucyjnej lub budowa zintegrowanego magazynu energii. Na powyższe działania program przewiduje dofinansowanie w formie pożyczki do 85% kosztów kwalifikowanych, lecz nie mniej niż 0,5 mln zł i nie więcej niż 500 mln zł. Pożyczka udzielana na warunkach preferencyjnych określonych przez program może podlegać umorzeniu do 10%, lecz nie więcej niż 1 mln zł.

W I kwartale 2024 roku NFOŚiGW planuje uruchomienie drugiego naboru wniosków w ramach programu finansowanego z Funduszu Modernizacyjnego pn. „Kogeneracja dla energetyki i przemysłu”. W ramach pierwszej części programu, dedykowanej beneficjentom będącym przedsiębiorcami prowadzącymi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii, o zainstalowanej mocy cieplnej i/lub elektrycznej źródeł energii nie mniejszej niż 50 MW, dostępne jest finansowanie inwestycji dotyczących budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji wraz z podłączeniem ich do sieci przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się ciepło odpadowe, energię ze źródeł odnawialnych (w tym biogaz i biometan) oraz paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór. Do dofinansowania kwalifikują się wyłącznie instalacje, z których nie więcej niż 30% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej. Na powyższe działanie program przewiduje dotację do 50% kosztów kwalifikowanych oraz pożyczkę (nieobligatoryjną) do 100% kosztów kwalifikowanych. Druga część programu dedykowana jest przedsiębiorcom wykonującym działalność gospodarczą (nie ma ograniczeń w zakresie posiadanych mocy zainstalowanych). Dofinansowaniu podlegają inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 0,5 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji wraz z podłączeniem ich do sieci przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się ciepło odpadowe, energię ze źródeł odnawialnych (biogaz, biometan), paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór. W ramach drugiej części do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których nie więcej niż 50% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej. Przewidywane dofinansowanie to dotacja o intensywności zgodnej z regulacjami dotyczącymi pomocy publicznej. Warunkiem udzielenia dotacji jest zaciągnięcie pożyczki z NFOŚiGW w części stanowiącej uzupełnienie do 100% kosztów kwalifikowanych.

Dawid Karasek, kierownik komórki wewnętrznej, Paweł Kryczkowski, główny specjalista, Monika Mordarska, ekspert, Filip Popowicz, główny specjalista, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Finansowanie inwestycji w kogenerację opartą na zdekarbonizowanych paliwach gazowych – wodorze i biometanie

Joanna Smolik, Jacek Bogucki, Albert Kulawiak

Finansowanie projektów budowy bloków gazowo-parowych w ostatnim czasie stało się pod znakiem zapytania. Wynika to głównie z polityki klimatycznej Unii Europejskiej i dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.

W ramach Europejskiego Zielonego Ładu uchwalono rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, potocznie zwane taksonomią. Jej zadaniem jest zachęcanie do długoterminowej transformacji. Kluczowym działaniem jest tu ujednoczenie zasad kwalifikowania poszczególnych typów działalności gospodarczej do zrównoważonych środowiskowo. W ten sposób położony zostanie nacisk na inwestycje proekologiczne na przykład przez odpowiednie zmobilizowanie lub przekierowanie kapitału i środków preferencyjnych.

Po wprowadzeniu taksonomii rozpoczęła się ożywiona dyskusja dotycząca m.in. zakwalifikowania projektów wykorzystujących gaz ziemny jako inwestycji dopuszczalnych środowiskowo. Dyskusja ta zakończyła się pozytywnym stanowiskiem Komisji Europejskiej, która na początku 2022 roku uznała gaz ziemny za paliwo zgodne z taksonomią, jednak tylko w okresie przejściowym i pod kilkoma rygorystycznymi warunkami. Zalicza się do nich przede wszystkim „wyśrubowaną” normę dopuszczalnej emisyjności (270 g CO₂/kWh), możliwość zastosowania takiej instalacji wyłącznie w przypadku, gdy prowadzi ona do wycofania określonej mocy w instalacjach węglowych, a także obowiązek wykorzystywania w blokach kogeneracyjnych wyłącznie gazowych paliw odnawialnych i niskoemisyjnych (np. biometanu lub zielonego wodoru) począwszy od 2035 roku.

Włączenie instalacji kogeneracji gazowej do taksonomii (nawet jeśli tylko przejściowo) jest dobrą wiadomością z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Znaczenie tego typu instalacji jest podkreślone choćby w zmienionym kształcie polityki energetycznej Polski, zgodnie z którym łączna moc netto takiej instalacji w 2030 roku ma wynosić prawie 3 GW, ma się więc niemal podwoić w stosunku do zainstalowanej mocy. Kluczowe w tym przypadku wydaje się stworzenie odpowiednich warunków do wykorzystania w tych instalacjach gazów zdekarbonizowanych. Zwiększą się wówczas możliwości długoterminowego finansowania kogeneracji gazowej.

Jakie projekty kogeneracji opartej na biometanie mogą liczyć na wsparcie finansowe?

Biometan to metan produkowany w wyniku procesów biologicznych (np. metanogenezy), które zachodzą w biogazowniach i biometanowniach. Biometan produkują mikroorganizmy w wa-

runkach beztlenowych z organicznych surowców, takich jak odpady roślinne, odchody zwierzęce czy odpady spożywcze.

Biometan uważany jest za bardziej ekologiczny w porównaniu z tradycyjnym metanem, ponieważ jego produkcja może prowadzić do zmniejszenia ilości odpadów organicznych w środowisku oraz potrzeby wydobycia gazu ziemnego, a tym samym będzie to sprzyjać pozytywnej ocenie z punktu widzenia taksonomii.

Po odpowiedniej obróbce biogazu (oczyszczeniu i usunięciu innych składników, takich jak dwutlenek węgla) finalny produkt, jakim jest biometan, może mieć parametry zbliżone do wysokometanowego gazu ziemnego i być wykorzystywany jako zamiennik gazu ziemnego.

Technologie kogeneracyjne, zwłaszcza oparte na silnikach tłokowych i turbinach gazowych, stosowane są od wielu dekad w różnych częściach świata. Przez ten czas przeszły one wiele iteracji i ulepszeń, co doprowadziło do zwiększenia ich efektywności, niezawodności i trwałości.

Projekt budowy instalacji kogeneracyjnej opartej na biometanie obejmowałby:

- budowę kogeneracyjnego źródła gazowego,
- budowę biometanowni zapewniającej odpowiedni wolumen biometanu przez cały okres produkcji energii elektrycznej i ciepłej lub długoterminowy kontrakt na dostawy biometanu,
- budowę przyłącza gazowego, które umożliwi zatłaczanie nadmiaru biometanu do sieci gazowej. Taki przesył, z uwagi na parametry biometanu, nie stanowi wyzwania i nie generuje dodatkowych kosztów.

Tego typu projekty wpisują się w trend dekarbonizacji polskiej energetyki i mają bardzo dużą szansę na uzyskanie finansowania.

Większość obecnie budowanych instalacji biogazowych mieści się w przedziale wydajności 100–250 m³ biogazu na godzinę pracy. CAPEX biogazowni różni się znacznie w zależności od wielkości instalacji. Szacowany koszt inwestycyjny biogazowni, na podstawie danych zebranych przez Forum Energii, jest następujący:

- 7,5 mln zł/100 m³/h przy instalacji o rozmiarze 100 m³/h,
- 4,9 mln zł/100 m³/h przy instalacji o rozmiarze 500 m³/h,
- 4,3 mln zł/100 m³/h przy instalacji o rozmiarze 1000 m³/h.

Oczyszczanie biogazu do postaci biometanu wyłącznie poprzez usunięcie nadmiaru dwutlenku węgla powiększa CAPEX o dodatkowe 8,4 mln zł przy instalacji o wydajności 1000 m³/h.

Jakie projekty kogeneracji oparte na wodorze mogą liczyć na wsparcie finansowe?

Preferowane są instalacje kogeneracyjne oparte na zielonym wodorze. Jest on produkowany w procesie elektrolizy wody przy użyciu energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, takich jak energia wiatrowa, słoneczna czy wodna. Dzięki temu procesowi zielony wodór jest w pełni zeroemisyjny.

Pszczególne elementy konieczne do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w kogeneracji opartej na zielonym wodorze.

- Obecne turbiny, bez modyfikacji, są w stanie spalać mieszanki gazu ziemnego i wodoru o udziale objętości wodoru od 10 do 30%. Większe ilości wodoru (od 50 do 70% objętości i więcej) wymagają modyfikacji w zakresie kontroli płomienia oraz systemów bezpieczeństwa. Urządzenia wytwórcze są już dostępne (spalające mieszanki z mniejszą zawartością wodoru) lub są w fazie testowania, ale już blisko komercjalizacji (dla mieszanek z większą ilością wodoru).
- Działająca turbina kogeneracyjna wymagałaby źródła zielonego wodoru, czyli instalacji OZE (docelowo, źródłem niskoemisyjnego wodoru może być również energia atomowa – obecnie w prawie unijnym wodór wytworzony przy użyciu energii z elektrowni jądrowej jest wodorem nisko- a nie zeroemisyjnym), elektrolizera oraz magazynu zielonego wodoru. Te technologie są już dostępne. Głównym wyzwaniem jest wysoki obecnie koszt produkcji zielonego wodoru.
- W przypadku większych źródeł kogeneracyjnych trudno sobie wyobrazić, by wielkość instalacji OZE, elektrolizerów oraz magazynów wodoru była przy wszystkich źródłach kogeneracyjnych na tyle duża, aby umożliwić bieżącą produkcję (zwłaszcza że gęstość energetyczna wodoru w porównaniu z gazem ziemnym jest dużo mniejsza i wynosi około 30% gęstości tego drugiego, co przekłada się na jego większą – w porównaniu z gazem ziemnym – objętość konieczną do produkcji określonego wolumenu energii elektrycznej i cieplnej). Oznacza to konieczność opanowania przesyłu wodoru za pomocą gazociągów. Ta technologia obecnie nie istnieje. Możliwy jest przesył mieszanek jedynie z kilkuprocentową zawartością wodoru. Polski operator gazociągów, firma GAZ-SYSTEM, prowadzi badania nad przesyłem mieszanek o większej zawartości wodoru. Z uwagi na różnice gęstości energetycznej gazów w mieszance, dodatek wodoru w postaci 10% objętości całej mieszanki obniża wartość energetyczną przesyłanego gazu o 7%.
- Elektrownie jądrowe mogą dostarczać energię elektryczną i ciepło do tworzenia tzw. fioletowego wodoru wtedy, kiedy do stabilizacji systemu elektroenergetycznego nie jest wymagana praca jednostki na sieć z pełną mocą. Reaktory jądrowe osiągają największą opłacalność, gdy pracują ze swoją mocą osiągalną przez cały rok. Dlatego działalność związana z produkcją wodoru zapewni ich właścicielom dodatkowy przychód.

Pomimo wymienionych barier pojawi się przestrzeń dla małych projektów kogeneracyjnych z udziałem zielonego wodoru. Warto wskazać przykład przedsięwzięcia realizowanego przez firmę Promet-Plast. Projekt polega na budowie jednostki wytworzenia energii elektrycznej, ciepła i chłodu w technologii wysokosprawnej trigeneracji (moc elektryczna 0,9 MWe, moc cieplna 1,2 MWt, moc chłodnicza 0,85 MW). Obejmuje ono instalację silnika kogeneracyjnego z agregatem absorpcyjnym, elektrolizera wodoru o zapotrzebowaniu mocy elektrycznej 5 MW i nominal-

nej produkcji wodoru około 1000 m³/h oraz magazynu wodoru o pojemności około 35 000 m³.

Finansowanie

O tym, czy instalacje kogeneracyjne oparte na wykorzystaniu gazów zdekarbonizowanych będą możliwe, zadecyduje wiele czynników. Zaczynając od kwestii związanych z taksonomią, istotne znaczenie ma to, czy rzeczywiście do 2030 roku z technologicznego punktu widzenia możliwe będzie wybudowanie instalacji, które już od 2035 roku będą mogły spalać wyłącznie biometan lub zdekarbonizowany wodór. O ile sam proces spalania biometanu nie budzi większych wątpliwości (zakładając jego odpowiednią czystość), to w tej chwili nieznane są technologie bloków gazowo-parowych, które będą mogły wprost przestawić się ze spalania metanu na spalanie wyłącznie wodoru. Inną kwestią mogącą budzić wątpliwości jest dostępność odpowiedniej ilości biometanu lub wodoru po cenie zapewniającej finansową opłacalność projektu. Dostępność rozumiana jest jako odpowiednie zdolności wytwórcze, magazynowe i przesyłowe.

Wydaje się zatem, że obecnie kluczowe jest rozwijanie odpowiednich mocy wytwórczych biometanu i wodoru. Na tym etapie łańcucha wartości również pojawiają się problemy z pozyskaniem finansowania, głównie ze względu na podwyższone ryzyko tego typu projektów.

Jako BGK chcielibyśmy uzupełnić lukę, która występuje w obszarze finansowania projektów biometanowych i wodorowych, i znaleźć sposób wzmocnienia struktur finansowych poprzez zastosowanie nowych rozwiązań.

Należy do nich dodatkowe zabezpieczenie kredytu inwestycyjnego w postaci gwarancji UE – jest ona udzielana przez Komisję Europejską w Programie InvestEU. Ta gwarancja może zostać przyznana m.in. przy bilateralnym finansowaniu projektów biogazowych postrzeganych jako ryzykowne. Projekty te są istotne, jeśli weźmie się pod uwagę wymagania klimatyczne określone przez Unię Europejską. Ograniczenie emisji metanu do atmosfery można osiągnąć m.in. poprzez wykorzystanie odchodów zwierzęcych, odpadów żywieniowych, plonów (np. kiszonki kukurydzianej) lub pozostałości rolnych do produkcji biogazu.

Celem gwarancji InvestEU jest przede wszystkim odpowiedź na niedoskonałość rynku, lub niedostateczny na nim poziom inwestycji, poprzez wspieranie projektów i inwestycji przyczyniających się do realizacji celów polityki UE. Zakłada się, że w projektach realizowanych z udziałem Programu InvestEU co najmniej 30% łącznej kwoty jego środków finansowych będzie przyczyniać się do osiągnięcia celów klimatycznych, wspierając tym samym zieloną transformację Europy.

Należy podkreślić, że gwarancja musi spełniać tzw. wymóg dodatkowości, co oznacza, że projekt, bez udzielonego finansowania z udziałem gwarancji UE, nie zostałby zrealizowany lub nie zostałby zrealizowany w takim samym stopniu. Aby skorzystać z gwarancji InvestEU, projekt musi być technicznie wykonalny i ekonomicznie opłacalny.

Od kwietnia 2023 roku BGK ma możliwość udzielania kredytów inwestycyjnych z gwarancją InvestEU bez udziału banków pośredniczących. Skorzystanie z finansowania jest realizowane zgodnie ze standardową procedurą kredytową BGK.

Uzyskanie kredytu z gwarancją InvestEU jest możliwe po otrzymaniu pozytywnej decyzji kredytowej BGK oraz Komitetu Inwe-

stycyjnego InvestEU przy Komisji Europejskiej. Kredytem można objąć do 50%, a w uzasadnionych przypadkach nawet do 70% kosztów całej inwestycji, z czego następnie 50% może być objęte gwarancją InvestEU. Umowa gwarancyjna z Komisją Europejską odblokowuje finansowanie o wartości do 484 mln euro na inwestycje w dwóch obszarach, tj. „Badania, innowacje i cyfryzacja” oraz „Zrównoważona infrastruktura”.

Niewątpliwą korzyścią uzyskania gwarancji InvestEU jest możliwość finansowania projektów o podwyższonym profilu ryzyka (w tym ze względu na nowatorski charakter lub ryzyko związane z innowacjami lub niesprawdzoną technologią), które bez wsparcia w formie gwarancji nie zostałyby zrealizowane lub nie zostałyby zrealizowane w takim samym stopniu. Dzięki temu może nastąpić podział ryzyka między pożyczkodawców prywatnych i/lub publicznych oraz kredyt zabezpieczony gwarancją InvestEU, umożliwiając zamknięcie brakującego kapitału i struktury finansowania. Zabezpieczenie kredytu gwarancją InvestEU może również ograniczyć koszty finansowania.

Więcej informacji o produkcie można znaleźć na stronie internetowej BGK:

<https://www.bgk.pl/programy-i-fundusze/programy/program-investeu/kredyt-inwestycyjny-z-gwarancja-investeu/>

Z czego wynika podwyższone ryzyko projektów instalacji do wytwarzania gazów zdekarbonizowanych?

W projektach biometanowych realizowanych w formule *project finance* często napotykamy różne, wymienione poniżej problemy.

- Ograniczenia po stronie inwestora dotyczące wniesienia wystarczającego wkładu własnego lub dostarczenia zabezpieczenia ryzyka budowy (np. *completion guarantee*).

Wymogi w zakresie wkładu własnego wynikają ze szczegółowej analizy projektu i jego przepływów finansowych w określonym przez bank scenariuszu. Obciążenie prognozowanych przepływów zbyt dużym ryzykiem zwiększa oczekiwania dotyczące udziału środków inwestora w projekcie. Zastosowanie zabezpieczenia w formie gwarancji InvestEU może pomóc w znalezieniu złotego środka zarówno jeśli chodzi o wkład własny, jak i zabezpieczenia przez inwestora ryzyka budowy.

- Ograniczenia związane z możliwością zakontraktowania na cały okres finansowania odpowiedniego wolumenu substratu, zapewniającego wymaganą efektywność kosztową.

Dostępność surowca jest kluczowa dla sukcesu projektów i wynika z planowanej lokalizacji, ponieważ koszty transportu rosną bardzo szybko, jeśli zwiększa się odległość od dostawcy. W przypadku biometanu lokalna dostępność surowca najczęściej determinuje też zastosowaną technologię wytwarzania. To z kolei przyczynia się do małej elastyczności na zmianę dostawcy substratu (konieczność zawierania długoterminowych umów na dostawę).

- Ryzyko niestabilności przychodów w długim terminie.

Kluczowa w tym przypadku jest możliwość zawarcia długoterminowych umów na sprzedaż gazu oraz zakupu surowców. Skłonność instytucji finansowych do akceptacji ryzyka rynkowego związanego z kształtowaniem się cen ww. produktów w długim terminie jest dość ograniczona.

- Ryzyko technologiczne.

W Polsce obecnie nie działa jeszcze żadna biometanownia, więc nie mamy doświadczenia w tym zakresie. Przy tego typu

technologiach instytucje finansowe obawiają się niestabilnej efektywności instalacji. Do jej prawidłowego działania wymagana jest nie tylko odpowiednia parametryzacja techniczna, ale też wydajność i stabilność procesu biologicznego.

Projekty wodorowe nie generują tak wysokiego ryzyka technologicznego, ponieważ proces elektrolizy jest dobrze znany. Na świecie opracowywane są różne typy elektrolizerów, projektowane m.in. pod konkretny profil dostaw energii elektrycznej. Projekty te natomiast napotykają problemy z efektywnością finansową przy dość ograniczonej obecnie produkcji (m.in. ze względu na niewielką podaż nadmiarowej zielonej energii, która może być wykorzystana w procesie elektrolizy). Uzyskanie odpowiedniej skali produkcji wymaga istotnego zwiększenia mocy wytwórczych z OZE lub atomu oraz opracowania możliwości magazynowania i przesyłania wodoru na większą skalę.

Możliwość zabezpieczenia kredytu gwarancją InvestEU w żadnym wypadku nie oznacza możliwości pozyskania finansowania na realizację projektu, który – w ocenie banku – nie ma wspartego odpowiednimi analizami (w tym dostarczonymi przez zewnętrznych ekspertów) uzasadnienia ekonomicznego lub technicznego. Podobnie, gwarancja InvestEU nie stanowi remedium na niedostateczne doświadczenie inwestora. Każdy projekt podlega szczegółowej ocenie zdolności kredytowej.

Kluczowy jest aspekt możliwości sfinansowania dobrze przygotowanego projektu, który mimo wszystko, z powodu braku możliwości eliminacji niektórych czynników ryzyka, nie jest w stanie uzyskać na rynku korzystnego finansowania.

Podsumowując, chociaż przejściowe włączenie kogeneracji gazowej do taksonomii jest pozytywnym aspektem, w celu pełnego wykorzystania potencjału tej technologii konieczny jest równoczesny rozwój dwóch etapów w łańcuchu wartości. Pierwszy to instalacja do wytwarzania gazów zdekarbonizowanych, a drugi to instalacje, które mogą te gazy współspalać, a docelowo całkowicie zastąpić gaz ziemny. Taka sytuacja jest trudna z punktu widzenia instytucji finansowych, ponieważ jednym z kluczowych czynników analizy ryzyka projektu jest ocena możliwości i stabilności odbioru gazu (w przypadku instalacji biometanowej) oraz możliwości i stabilności dostaw gazu (w przypadku bloku kogeneracyjnego). W tym wypadku powodzenie przedsięwzięcia zależy od osiągnięcia zamierzonych efektów równocześnie na obu etapach łańcucha wartości, co zawsze oceniane jest jako podwyższone ryzyko.

Oceniając je przez pryzmat skali przedsięwzięcia, większą wykonalnością cechują się niewielkie instalacje gazowe budowane na potrzeby zakładów przemysłowych lub niewielkich systemów ciepłowniczych. Zapotrzebowanie takich instalacji na gazy zdekarbonizowane łatwiej pokryje się z podażą tych paliw oraz możliwością ich wytworzenia na miejscu bądź transportu i magazynowania.

Ostatecznie jednak możliwość pozyskania finansowania będzie zależeć od opłacalności projektu, która w dużej mierze jest wypadkową kilku czynników, takich jak wartość wymaganych nakładów inwestycyjnych (początkowych i utrzymaniowych), cena energii, cena paliw (gazu ziemnego, biometanu, wodoru), cena uprawnień do emisji (innymi słowy, wartość *clean spark spread* przy różnych typach paliw gazowych) oraz wartości stóp procentowych.

Joanna Smolik, Jacek Bogucki, Albert Kulawiak, Bank Gospodarstwa Krajowego

Emisja metanu na tle emisji gazów cieplarnianych w Polsce

Dagna Zakrzewska

Największe emisje gazów cieplarnianych w Polsce w okresie od 1988 do 2021 roku przypadły na lata 1988 i 1989. W wyniku rozpoczętej transformacji polskiej gospodarki w gospodarkę wolnorynkową w 1990 roku emisja znacznie zmalała. Trend spadkowy trwał do początku XXI wieku – od tego czasu utrzymuje się na stałym poziomie, około 400 mln ton ekwiwalentu CO₂.

W 1998 roku Polska podpisała Protokół z Kioto, który wszedł w życie w 2005 roku. Głównym celem dokumentu było zobowiązanie sygnatariuszy do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Polska już wcześniej wyraziła chęć przeciwdziałania skutkom zmian klimatycznych, ratyfikując Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) w 1994 roku.

Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń wiąże się z kosztami, które każde państwo musi ponieść, aby wprowadzić w gospodarce odpowiednie zmiany. Dlatego Protokół z Kioto wprowadził między innymi międzynarodowy handel emisjami, który ma zachęcać (i pomagać w tym) do osiągnięcia wyznaczonych limitów emisji gazów cieplarnianych przez państwa, które podpisały traktat. Jednym z wymogów, aby państwo mogło brać udział w handlu emisjami, jest przygotowanie krajowych inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych. W Polsce prace inwentaryzacyjne wykonuje Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), który został powołany na mocy ustawy o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji z 17 lipca 2009 roku. Ta sama ustawa stworzyła również krajowy system bilansowania i prognozowania emisji, w ramach którego są gromadzone, przetwarzane, szacowane, prognozowane, bilansowane i zestawiane informacje o emisjach zanieczyszczeń. Wykonywanie zadań KOBiZE powierzono Instytutowi Ochrony Środowiska – Państwowemu Instytutowi Badawczemu, nad którym nadzór sprawuje minister klimatu i środowiska.

Krajowe inwentaryzacje emisji zanieczyszczeń to zestawy danych informujące o rocznej emisji poszczególnych substancji w kraju. KOBiZE przygotowuje corocznie raporty (ang. *National Inventory Report – NIR*), w których przedstawia wyniki inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych. Do gazów objętych raportowaniem należą: dwutlenek węgla (CO₂), metan (CH₄), podtlenek azotu (N₂O) i gazy fluorowane. Metodyka obliczania emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych została zawarta w dokumencie *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Wytyczne pozwalają na szacowanie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych na różnym poziomie szczegółowości, zgodnie z dostępnością krajowych metod i wskaźników. Emisje innych niż dwutlenek węgla gazów cieplarnianych przeliczane są na tzw. ekwiwalent CO₂ przy wykorzystaniu współczynników globalnego ocieplenia (ang. *Global Warming Potential – GWP*). Na przykład dla metanu GWP wynosi 28, a dla podtlenku azotu – 265. Oznacza to, że efekt cieplarniany powodowany przez emisję 1 tony metanu jest taki jak powodowany przez 28 ton CO₂, zaś w przypadku 1 tony podtlenku azotu – jak 265 ton CO₂.

Emisje klasyfikowane są w pięciu głównych kategoriach źródeł:

1) energia,

2) procesy przemysłowe i użytkowanie produktów,

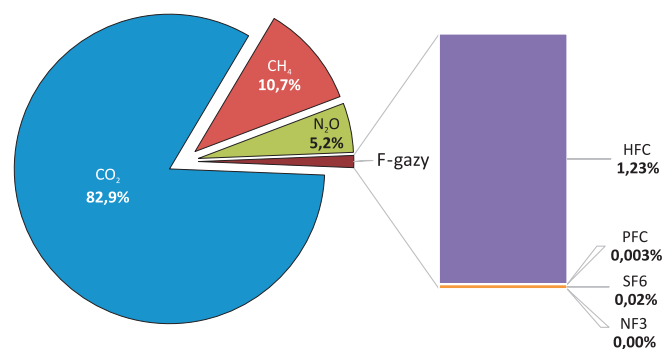
3) rolnictwo,

4) użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF),

5) odpady.

W 2021 roku całkowita emisja gazów cieplarnianych wyrażona w ekwiwalencie CO₂ wyniosła 339,94 mln ton, z uwzględnieniem emisji pośredniej dwutlenku węgla i z wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z sektora LULUCF. W porównaniu z 1988 rokiem wartość emisji za 2021 rok zmniejszyła się o 30,8%. Największy udział w emisji całkowitej miała emisja dwutlenku węgla, następnie emisja metanu i podtlenku azotu. Udziały te wyniosły odpowiednio: 82,9%, 10,7% i 5,2%. Udział emisji fluorowanych gazów przemysłowych (w skład której wchodzi emisja fluorowęgłowodorów, perfluorowęgłowodorów i sześciofluorku siarki) wyniosła 1,3%. W Polsce nie odnotowano emisji trójfluorku azotu. Udział poszczególnych gazów cieplarnianych, bez uwzględnienia emisji i pochłaniania z kategorii 4 (LULUCF), został przedstawiony na rysunku 1.

Rysunek 1. Udział poszczególnych gazów cieplarnianych w całkowitej emisji krajowej (z uwzględnieniem emisji pośredniej dwutlenku węgla, bez kategorii 4) w 2021 roku (zgłoszenie z 2023 roku)



W latach 1988 i 1989 odnotowano największe emisje gazów cieplarnianych w całym trendzie od lat 1988–2021. W 1990 roku w związku ze zmianami w polskiej gospodarce, szczególnie w przemyśle ciężkim, emisja znacznie się zmniejszyła. Był to wynik rozpoczętej transformacji politycznej i przekształcania polskiej gospodarki w gospodarkę wolnorynkową. Trend spadkowy emisji trwał do początku XXI wieku. Od tego czasu utrzymuje się na stałym poziomie, około 400 mln ton ekwiwalentu CO₂. Zgodnie z danymi Międzynarodowego Funduszu Walutowego, w okresie od 1990 do 2020 roku, PKB Polski wzrósł o 857%. Wraz ze wzrostem PKB emisja gazów cieplarnianych malała.

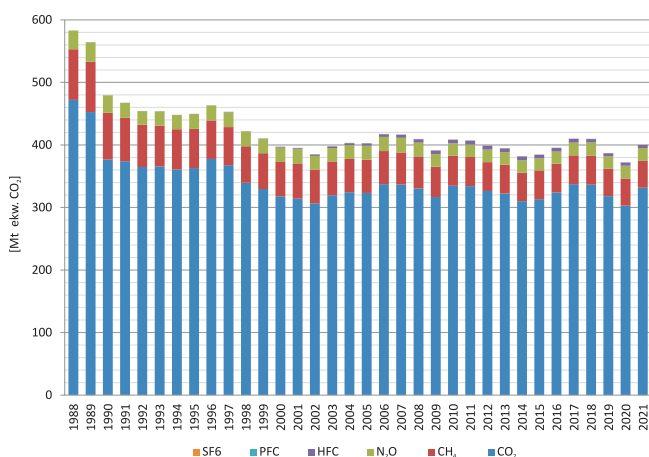
Rysunek 2. Produkt Krajowy Brutto w Polsce w latach 1990–2021 w mld USD



Źródło: Bank Światowy, dostęp 20.11.2023.

Na rysunku 3 została przedstawiona inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w latach 1988–2021.

Rysunek 3. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988–2021 (z uwzględnieniem emisji pośredniej dwutlenku węgla, bez kategorii 4) w podziale na poszczególne gazy

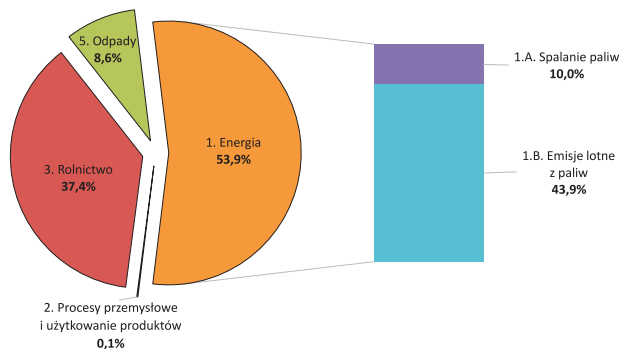


Zgłoszenie z 2023 roku.

Emisja metanu (bez LULUCF) w 2021 roku wyniosła 1,5 Mt, tj. prawie 43 miliony ton ekwiwalentu dwutlenku węgla. W porównaniu 2021 roku z 1988 rokiem emisja metanu zmniejszyła się o 44,0%. W 2021 roku największy udział w całkowitej emisji metanu miały kategorie: 1 B. Emisja lotna z paliw, 3. Rolnictwo oraz 1 A. Spalanie paliw i stanowiły odpowiednio: 44,0%, 37,5% i 10,0%. Największy udział w kategorii 1 B. Emisja lotna z paliw miała emisja z wydobycia i składowania węgla kamiennego i brunatnego (37,1% całkowitej emisji metanu) oraz emisja z wydobycia, przetwarzania i dystrybucji ropy naftowej i gazu ziemnego (6,9% całkowitej emisji metanu). Emisja z podkategorii Fermentacja jelitowa (3 A) była dominującym źródłem emisji w kategorii 3. Rolnictwo z udziałem 34,2% w emisji metanu w 2021 roku. W kategorii 5. Odpady emisja ze składowisk odpadów stanowiła 3,1%, a z gospodarki ściekami 4,8% emisji krajowej metanu. Na rysunku 3 została przedstawiona emisja metanu (bez kategorii 4) w 2021 roku w podziale na kategorie źródeł.

Na rysunku 3 została przedstawiona emisja gazów cieplarnianych z kategorii 1 B w przeliczeniu na ekwiwalent CO₂. Największe znaczenie w przypadku emisji z paliw stałych ma znaczący spadek zużycia węgla kamiennego w trendzie od 1988 do 2021 roku. Wydobycie węgla kamiennego w latach 1988–2021 zmniejszyło się o 70%, węgla brunatnego o 29%, a produkcja koksu zmniejszyła

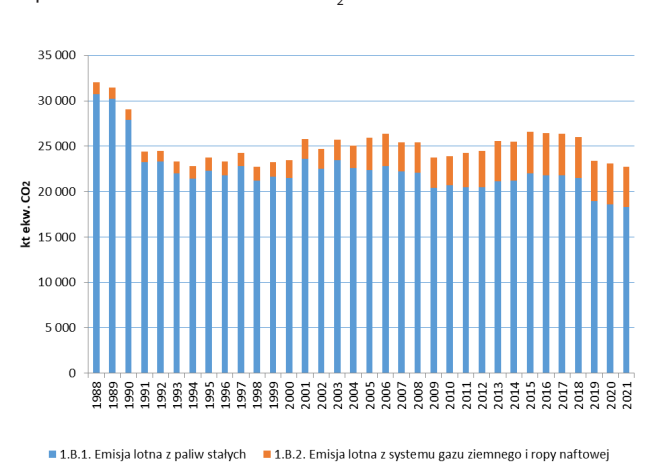
Rysunek 4. Emisja metanu (bez kategorii 4) w 2021 roku według kategorii źródeł



Zgłoszenie z 2023 roku.

się prawie o połowę. Coraz większe zużycie, bo prawie 6-krotne w 2021 roku w porównaniu z 1988 rokiem obserwuje się w przypadku gazu ziemnego i ropy naftowej. Dane dotyczące wydobycia węgla kamiennego, węgla brunatnego, koksu, a także wydobycia i zużycia gazu ziemnego i ropy naftowej zostały pozyskane z bazy Eurostat.

Rysunek 5. Emisja gazów cieplarnianych w kategorii 1 B w przeliczeniu na ekwiwalent CO₂



Zgłoszenie z 2023 roku.

Do 2050 roku państwa członkowskie UE będą chciały osiągnąć neutralność klimatyczną. Jest to duże wyzwanie, ale również ogromna szansa na zmniejszenie zależności energetycznej UE i zastąpienie paliw kopalnych alternatywnymi paliwami ekologicznymi ze źródeł odnawialnych. Kolejne lata powinny przynieść dalszą zmianę w postaci zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych zarówno w Polsce, jak i w całej UE.

Artykuł został przygotowany na podstawie „Krajowego raportu inwentaryzacyjnego 2023”, zawierającego dane o krajowych emisjach gazów cieplarnianych za lata 1988–2021, wraz z krótkim opisem metodyki. Raport, oparty na danych zgłoszonych do sekretariatu UNFCCC 28.03.2023, dostępny jest na stronie:

<https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>

Dagna Zakrzewska, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy

Doliny wodorowe stworzą nową gałąź gospodarki

Szymon Płoński

Doliny wodorowe to przedsięwzięcia polityczno-społeczno-gospodarcze, które są głównymi filarami powstającej w Polsce gospodarki wodorowej. Dzięki nim zostaną stworzone regionalne rynki wodoru obejmujące cały łańcuch wartości technologii wodorowych: produkcję, przesył i magazynowanie oraz zastosowanie wodoru w wielu sektorach gospodarki. Będą tam tworzone demonstratory polskich technologii wodorowych, które w połączeniu z potencjałem polskich przedsiębiorstw przyczynią się do powstania nowej gałęzi gospodarki, opartej na zielonych technologiach. Doliny wodorowe będą spełniać ważną rolę w mobilizacji prywatnych środków na zielone inwestycje, zgodnie z reżimem taksonomii UE i Europejskiego Zielonego Ładu.

Clean Hydrogen Partnership to partnerstwo publiczno-prywatne, które jest operatorem 2 mld euro środków unijnych na rozwój gospodarki wodorowej. Wskazuje ono, że musi być spełnionych 5 kluczowych warunków, aby mówić o dolinie wodorowej.

1. **Skala przedsięwzięcia** – nie wystarczą projekty demonstracyjne, w dolinie muszą znaleźć się przynajmniej dwie duże, wielomilionowe (euro) inwestycje. Zazwyczaj dolina składa się z wielu podprojektów tworzących większe portfolio projektowe. Przyjmuje się, że dolina wodorowa powinna mieć nakłady inwestycyjne minimum 20 mln euro. Średnia europejska to 100 mln euro.
2. **Zdefiniowany geograficznie obszar** – ekosystemy wodoru muszą pokrywać dany obszar/region. Może to być lokalny hub wodorowy i jego zaplecze, region w danym kraju lub region transgraniczny, np. korytarz transportowy wzdłuż głównego szlaku wodnego.
3. **Pokrycie łańcucha wartości wodoru** – od produkcji wodoru z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych przez magazynowanie i dystrybucję po zastosowanie – odbiór w regionie (*off-take*).
4. **Wykorzystanie wodoru w kilku sektorach gospodarki** – zastosowanie regionalnie wyprodukowanego wodoru w projektach w transporcie, przemyśle i energetyce. Jedno źródło – wiele aplikacji. Przyjmuje się, że wódór powinien być zastosowany przynajmniej w dwóch sektorach gospodarki, np. w transporcie wodorowym oraz do produkcji zielonego amoniaku.
5. **Dolina wodorowa w logice studium wykonalności** – wykonanie studium wykonalności daje gwarancję, że projekt ma realne szanse na uruchomienie i pozyskanie finansowania ze środków unijnych, krajowych i regionalnych¹.

Geneza powstania dolin wodorowych i ich rola w transformacji energetycznej

Celem powstania dolin wodorowych jest wdrożenie realnych rozwiązań w obszarze dekarbonizacji. Pojedyncze i rozproszone projekty demonstracyjne o ograniczonej skali (w zakresie technologii wodorowych typu (w obszarze technologii wodorowych typu FCEV – *fuel cell vehicle* czy HRS – *hydrogen refueling stations*) zaczyna łączyć się lokalnie lub regionalnie w łańcuch wartości wodoru.

Tworzenie dolin wodorowych w Polsce przyniesie wiele korzyści poszczególnym regionom. Po pierwsze, dzięki transferowi wiedzy, a także wdrażaniu innowacyjnych i przyjaznych środowisku technologii, przyczyni się do rozwoju innowacyjnych przedsiębiorstw i konkurencyjnej gospodarki regionu. Po drugie, dzięki wspólnym działaniom wielu podmiotów związanych z rynkiem energetycznym, w tym z rynkiem OZE, wzmocni integrację i efekt synergii w regionie. Po trzecie, dzięki stworzeniu regionalnej sieci współpracy podmiotów na rzecz zmian w obszarze gospodarki niskoemisyjnej i zrównoważonej energii poprawi efektywność zarządzania energią. Po czwarte, zwiększy bezpieczeństwo energetyczne regionu².

Kierunki rozwoju

Najważniejsze globalne kierunki rozwoju gospodarki wodorowej.

■ Badania i innowacje

Stymulowanie wykorzystania wyników badań H2V (doliny wodorowe) w celu zmniejszenia kosztów i ulepszenia środków na rzecz bezpieczeństwa i środowiska. Opracowanie innowacyjnych technologii wodorowych.

■ Ramy regulacyjne

Rozbudowa Obserwatorium Czystego Wodoru w celu zbudowania bazy wiedzy na temat H2V. Zapewnienie danych wejściowych dla norm dotyczących wodoru.

■ Wspieranie współpracy i synergii oraz pozyskiwanie funduszy

Rozszerzenie zasięgu geograficznego partnerstwa S3 (Partnerstwo Dolin Wodorowych na rzecz Europejskich Dolin Wodorowych). Współpraca z Komitetem Regionów i podgrupą Forum Europejskiej Przestrzeni Badawczej. Zapewnienie wskazówek dotyczących dostępu do unijnych i krajowych/regionalnych programów wdrożeniowych i inwestycyjnych. Współpraca z państwami członkowskimi w celu dostosowania warunków finansowania H2V.

■ Edukacja, szkolenia i umiejętności

Partnerstwo na rzecz czystego wodoru – wsparcie uruchomienia Akademii Wodorowej i połączenie jej z innymi inicjatywami, takimi jak projekt GreenSkillsforH2 Erasmus+ oraz z Europejskim Funduszem Społecznym Plus. Rozbudowa platformy H2V w celu stymulowania wymiany wiedzy i podnoszenia świadomości na temat roli wodoru w gospodarce przyszłości.

■ Globalny rozwój H2V

Wspieranie rozwoju H2V w regionie Morza Śródziemnego, w tym w Afryce Północnej i na Bliskim Wschodzie. Pomoc w opracowywaniu projektów w zakresie badań i innowacji H2V. Utworzenie programu wymiany wodoru w celu wspierania globalnego rozwoju pojazdów H2V³.

Polska Strategia Wodorowa

„Polska strategia wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku” (PSW) jest dokumentem strategicznym, określającym główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce i kierunki działań niezbędnych do ich osiągnięcia. Dokument wpisuje się w globalne, europejskie i krajowe działania mające na celu budowę gospodarki niskoemisyjnej.

Wizją i nadrzędnym celem PSW jest stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki.

W dokumencie wskazano 6 celów szczegółowych:

- 1) wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie,
- 2) wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie,
- 3) wsparcie dekarbonizacji przemysłu,
- 4) produkcja wodoru w nowych instalacjach,
- 5) sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru,
- 6) stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

Realizacja celów PSW przyczyni się do przyspieszenia procesu dekarbonizacji najbardziej energochłonnych sektorów. Jej zapisy pozwolą na ekologiczne wytwarzanie wodoru na skalę przemysłową oraz stopniowe dążenie do budowy w Polsce zeroemisyjnej gospodarki.

Wskaźnikami osiągnięcia celów PSW do 2030 roku będą:

- zainstalowana moc instalacji do produkcji niskoemisyjnego wodoru: 50 MW do 2025 roku i 2 GW do 2030 roku,
- liczba dolin wodorowych: co najmniej 5,
- liczba będących w użyciu autobusów wodorowych: 100–250 do 2025 roku i 800–1000 do 2030 roku,
- liczba stacji wodoru: minimum 32 do 2025 roku,
- zawarcie „Porozumienia na rzecz budowy gospodarki wodorowej” (zawarte 14.10.2021 roku),
- stworzenie Ekosystemu Innowacji Dolin Wodorowych;
- utworzenie Centrum Technologii Wodorowych⁴.

Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce

Inicjatywa Ministerstwa Klimatu i Środowiska została powołana 14 października 2021 roku. 141 podmiotów podpisało porozumienie sektorowe, które ma operacjonalizować cele zawarte w Polskiej Strategii Wodorowej. Obecnie porozumienie podpisało już ponad 250 podmiotów. W jego ramach działa Rada Koordynacyjna oraz grupy robocze tworzące platformę współpracy między podmiotami z obszaru nauki, biznesu, dużych spółek skarbu państwa, administracji oraz trzeciego sektora.

W wyniku prac porozumienia sektorowego inicjowane są projekty B+R i konsorcja projektowe, prowadzone są mapowania bilansu zapotrzebowania wodoru w Polsce, zostały wypracowane instrumenty wsparcia dla rozwoju ekosystemu innowacji dolin wodorowych, podejmowane są też działania na rzecz budowy akceptacji społecznej

i edukacji. Zostały przeprowadzone konsultacje dotyczące zmian w prawie energetycznym, mapie drogowej rozwoju dolin wodorowych czy kontraktu różnicowego. W ramach prac grup roboczych zawiązano około 15 konsorcjów do projektów krajowych i unijnych oraz przygotowano założenia dla programów dotyczących finansowania rozwoju hubów wodorowych dla dekarbonizacji transportu i wdrożenia technologii ogniwi paliwowych, a także dla programu na rzecz rozwoju kawern solnych. Dają one regionom możliwość wielkoskalowego magazynowania wodoru w ilościach energii około wielu terawatogodzin. Jednym z takich projektów jest projekt kawern solnych Damasławek, budowanych przez GAZ–SYSTEM.

Spośród realizowanych projektów aż osiem było konsultowanych lub powstało z inicjatywy Agencji Rozwoju Przemysłu, która aktywnie angażuje się w rozwój ekosystemu gospodarki wodorowej w Polsce. Doliny wodorowe w naszym kraju mają wesprzeć proces dekarbonizacji energochłonnego przemysłu, lokować demonstratory technologii w parkach przemysłowych i SSE oraz budować polski *local content* przy wsparciu biznesu, nauki i administracji lokalnej. Ponadto, wodorociągi mogą zapewnić w przyszłości zieloną energię, która, produkowana na przykład na Pomorzu, mogłaby być przesyłana w postaci gazowej na południe, gdzie zlokalizowany jest polski energochłonny przemysł. Warto wspomnieć, że sporym sukcesem młodych polskich dolin wodorowych było dołączenie Dolnośląskiej Doliny Wodorowej do konsorcjum *Baltic Hydrogen Valley*, dużego projektu 44 podmiotów z regionu Morza Bałtyckiego. Projekt otrzymał finansowanie z *Clean Hydrogen Partnership* w wysokości 25 mln euro. Sercem projektu jest dolina fińsko-estońska, która ma produkować 4 tys. tH₂ i przesyłać go m.in. korytarzem wodorowym *Nord-Baltic Hydrogen Corridor* przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec. Jest to komplementarna część do projektu PCI/PMI (*Projects of Common Interest/Projects of Mutual Interest*), zatwierdzonego przez Komisję Europejską dla GAZ–SYSTEMU.

Kolejne zainicjowane projekty

W 2023 roku rozpoczęto prace nad Rolniczą Doliną Wodorową w województwie podlaskim. Ma ona wykorzystywać biogaz do produkcji wodoru. Powołano też projekt Amber Hydrogen Valley w Porcie Gdynia, który ma za zadanie dekarbonizować Port Gdynia, przemysł petrochemiczny w rafinerii Gdańsk oraz zapewnić wodór na potrzeby transportu publicznego na terenie województwa pomorskiego. Projekt zgłoszony do *Clean Hydrogen Partnership* zakłada produkcję czystego wodoru na poziomie 4000 tH₂ rocznie. Z kolei Stowarzyszenie Dolnośląska Dolina Wodorowa, wraz z partnerami z Saksonii i regionu Ustii w Czechach, przygotowało projekt w konsorcjum w celu uruchomienia projektu *Tri-border Hydrogen Valley*.

Szymon Płoński, kierownik projektu transformacji energetycznej w ARP S.A., dyrektor ds. strategii Stowarzyszenia Dolnośląska Dolina Wodorowa, członek Rady Koordynacyjnej Mazowieckiej Doliny Wodorowej, członek Komisji Rewizyjnej Stowarzyszenia Centralna Dolina Wodorowa, koordynator Grupy Roboczej nr 5 – systemy finansowania dolin wodorowych w ramach porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.

¹ Doliny wodorowe, <https://arp.pl/pl/jak-dzialamy/doliny-wodorowe/>

² Transport 4.0. Rozwój elektromobilności i wodoromobilności na świecie i w Polsce. Część II. Infrastruktura – Finansowanie – Inicjatywy ARP, https://arp.pl/documents/97/Raport_eMobility_II_FINAL_PART_2.pdf

³ Clean Hydrogen | Mission Innovation, <https://explore.mission-innovation.net/>

⁴ Polska Strategia Wodorowa do roku 2030, <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>

Analiza zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO w Polsce do 2030 roku

Grzegorz Tchorek, Michał Niewiadomski

16 listopada, podczas trzeciej edycji HYDROGENCONFERENCE.PL, na Uniwersytecie Warszawskim zaprezentowano raport pt. „Analiza zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO (*Renewable fuels of non-biological origin*) w Polsce do 2030 roku zgodnie z celami regulacyjnymi wskazanymi w dyrektywie RED III oraz rozporządzeniach FuelEU Maritime, REFuelEU Aviation i AFiR”.

W raporcie dokonano szacowania popytu na wodór w poszczególnych sektorach w dwóch scenariuszach – bazowym (zakładającym użycie wodoru RFNBO w dotychczasowych sektorach – przemyśle i transporcie) oraz rozszerzonym (zakładającym użycie wodoru RFNBO w dotychczasowych sektorach oraz nowych zastosowaniach – w hutnictwie, ciepłownictwie i nowoczesnej petrochemii).

Pierwotne założenia raportu zostały przedstawione i poddane pogłębionej dyskusji 7 listopada w gronie Grupy Ekspertów ds. Wodoru przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa. Przyczyniło się to do wzbogacenia zawartości merytorycznej oraz pełniejszego i bardziej kompleksowego zaprezentowania analizowanych zagadnień. Następnie raport został przedstawiony na spotkaniu Porozumienia Wodorowego oraz konferencji 16 listopada. Zebrane uwagi i wnioski uwzględniono w ostatecznej wersji raportu. Pełna jego wersja stanowi wkładkę do bieżącego numeru „Przeglądu Gazowniczego” i jest dostępna na stronie IGG. Przedstawiając publikację, jesteśmy otwarci na dyskusję i głosy branży, na podstawie których zamierzamy kontynuować dialog dotyczący potrzeb pełnego oszacowania popytu na wodór i – szerzej – rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce. IGG aktywnie uczestniczy w dyskusjach i działaniach dotyczących transformacji sektora gazowniczego, elektroenergetycznego oraz wszelkich zastosowaniach wodoru mogących sprzyjać zbliżeniu sektorów do neutralności klimatycznej.

RFNBO – era nowych paliw

Dyrektywa RED III oraz rozporządzenia: FuelEU Maritime, REFuelEU Aviation i AFiR wyznaczają cele ilościowe w zakresie dekarbonizacji sektorów trudnych do elektryfikacji, narzucając wykorzystanie wodoru odnawialnego i paliw pochodnych (RFNBO – *Renewable fuels of non-biological origin*). Według definicji RFNBO, jedynymi źródłami energii, które mogą służyć do ich produkcji mogą być źródła „pochodzenia niebiologicznego”, czyli energia elektryczna z wiatru, słońca i wody, zasilająca instalację elektrolizy do produkcji wodoru. Cele na 2030 rok są następujące:

- w sektorze przemysłowym udział RFNBO w wykorzystywanym wodorze na poziomie co najmniej 42%,
- w sektorze transportu udział RFNBO w końcowym zużyciu energii na poziomie 1%,
- w transporcie morskim udział RFNBO w końcowym zużyciu energii na poziomie 1,2% (cel nieobligatoryjny),

- w transporcie lotniczym udział syntetycznych paliw lotniczych w końcowym zużyciu paliw na poziomie 0,7% jako średnia dla lat 2030–2031.

Biorąc pod uwagę powyższe wytyczne i założenia, tzn. że dyrektywa RED III będzie transponowana do krajowego prawa w relacji 1:1, oraz opierając się na poziomie produkcji wodoru z 2022 roku, wyłączając też – zgodnie z zaleceniami regulatora unijnego – tzw. wodór *by product* (produkt uboczny), dokonaliśmy oszacowania popytu na wodór odnawialny w Polsce w 2030 roku.

W sektorze przemysłowym, w którym w 2022 roku największym konsumentem wodoru były sektory rafineryjny i chemiczny (produkcja nawozów), popyt na wodór odnawialny w 2030 roku może wynosić odpowiednio około 190 000 ton w scenariuszu bazowym oraz około 211 000 ton w scenariuszu rozszerzonym.

W sektorze transportowym (na potrzeby zasilenia pojazdów) w scenariuszu bazowym popyt na wodór RFNBO w 2030 roku może wynosić około 6900 ton, a w scenariuszu rozszerzonym około 22 000 ton (uwzględniając również rozliczenie celu przez użycie RFNBO do produkcji paliw na poziomie 34 000 ton).

Łącznie popyt na wodór RFNBO w 2030 roku może wynosić w scenariuszu bazowym około 223 000 ton wodoru oraz około 245 000 ton wodoru w scenariuszu rozszerzonym.

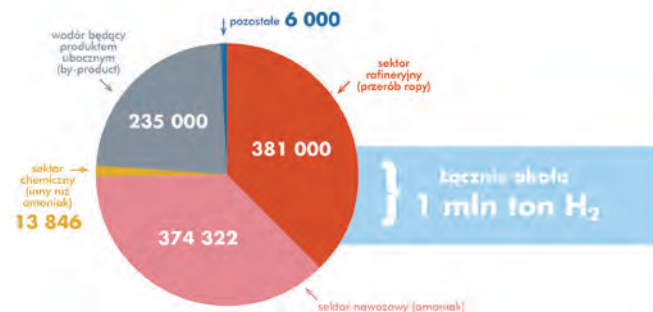
Obecnie wodór produkowany w Polsce wytwarzany jest z gazu ziemnego w ilości około 1 mln ton, co czyni nasz kraj jednym z największych producentów i konsumentów wodoru w Unii Europejskiej (3. pozycja) i na świecie (5. pozycja). Oznacza to, że do 2030 roku ponad 1/5 dzisiejszej produkcji będzie musiała zostać zastąpiona wodorem odnawialnym.

Produkcja i zużycie wodoru w sektorze przemyśle w Polsce w 2022 roku (tysiące ton)

Sektor nawozowy (amoniak) odpowiada za około 374 kt produkcji i jednoczesnego zużycia wodoru na potrzeby produkcji amoniaku (reakcja Habera-Boscha). W przeciwieństwie do wielu innych państw UE sektor nawozowy był w ostatniej dekadzie największym konsumentem wodoru w Polsce, przewyższając zużycie nawet w sektorze rafineryjnym, jednak w 2022 roku zużycie wodoru w tym sektorze było mniejsze z uwagi na otoczenie makroekonomiczne i wojnę w Ukrainie (historycznie wysokie ceny gazu ziemnego).

Sektor rafineryjny (przerób paliw) odpowiada za około 381 kt produkcji i zużycia wodoru na potrzeby oczyszczania ropy naftowej (hydrokraking, odsiarczanie). Oczyszczanie ropy naftowej

Produkcja i zużycie wodoru w sektorze przemysłu w Polsce w 2022 roku (tysiące ton – kt)



Źródło: European Hydrogen Observatory, <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>

* Wartość wskazana dla wodoru będącego produktem ubocznym jest jedynie szacunkowym przybliżeniem na podstawie dostępnych danych, składa się na nią głównie wodór powstający w koksowniach przemysłowych

odbywa się następnie w dwóch kierunkach: 1) na potrzeby produkcji paliw konwencjonalnych oraz 2) na potrzeby produkcji chemikaliów (wpływa to na sposób wyliczenia celu RFNBO).

Sektor chemiczny (poza amoniakiem) odpowiada za około 14 kt produkcji i zużycia wodoru rocznie, głównie na potrzeby dalszego wytwarzania takich chemikaliów jak chlorek winylu, cykloheksan czy toluen. Trudno dokładnie zweryfikować i wskazać wszystkie procesy technologiczne w tym sektorze, w których wodór występuje jako bazy surowiec produkcyjny.

Pozostałe sektory odpowiadają za około 6 kt produkcji i zużycia wodoru, a składają się na nie głównie: sektor gazów technicznych, wodór wykorzystywany w przemyśle spożywczym oraz wodór używany jako chłodziwo.

Wodór będący produktem ubocznym (tzw. *by product*), którego produkcja roczna wynosi około 235 kt, generowany jest w Polsce przede wszystkim w koksowniach w postaci tzw. gazu koksowniczego (CoG). Nie uwzględnia się go jednak w rozliczaniu celu RFNBO.

Nowe zastosowanie wodoru

Pomimo zasadniczych wyzwań związanych ze stosowaniem RFNBO w przemyśle, wynikających z mniejszej efektywności energetycznej względem bezpośredniej elektryfikacji czy zastosowania bezpośrednio węglowodorów, stosunkowo wyższych kosztów wytworzenia RFNBO oraz potrzeby nakładów inwestycyjnych na dostosowanie infrastruktury transportowej i odbiorczej, prognozowany jest, zarówno przez organizacje międzynarodowe (IEA, IRENA), jak i organy unijne, znaczący wzrost wykorzystania RFNBO nie tylko w sektorach obecnie wykorzystujących wodór i jego pochodne, lecz także w nowych obszarach zastosowania przemysłowego.

Hutnictwo stali jest jednym z sektorów, w których obecnie wykorzystanie wodoru ma marginalny charakter (około 3% światowego zużycia), przy czym segment posiada znaczny potencjał dekarbonizacyjny dzięki wykorzystaniu wodoru o obniżonej emisyjności.

Cechą charakterystyczną sektora hutnictwa stali jest możliwość wykorzystania wodoru jako surowca do redukcji rudy w procesach technologicznych. Wykorzystanie odnawialnego

wodoru może znacznie zmniejszyć emisyjność procesu produkcji stali.

Do procesu DRI-EAF [(*Direct Reduced Iron – DRI*) in the *Electric Arc Furnace – EAF*] potrzebna jest ruda żelaza o większej czystości niż BF-BOF (*Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace*). Obecnie tylko około 13% rudy żelaza ma jakość pozwalającą na wykorzystanie procesu DRI-EAF (DRI wykorzystuje do wytopu elektryczny piec łukowy, *Electric Arc Furnace*). Tym samym niezbędne jest wydobycie rud wyższej jakości, bardziej zaawansowana obróbka wstępna rud niższej jakości lub rozwój technologii topnienia (DRI-melt-BOF). W przypadku wykorzystania w 100% wodoru niezbędne jest wdmuchiwanie węgla.

Prognozowany poziom emisyjności wskazanych technologii w perspektywie 2050 roku wynosi: BF-BOF (*The Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace*) + H₂ injection – 1,47 t CO₂/t surowej stali, DRI-EAF (*Electric Arc Furnaces*) + 50% H₂ – 0,69 t CO₂/t surowej stali, DRI-melt-EAF + 100% H₂ – 0,05 t CO₂/t surowej stali.

Największy potencjał wykorzystania wodoru w ciepłownictwie przemysłowym występuje w sektorach obecnie wykorzystujących wodór, na przykład naftowym i chemicznym, a także w sektorach wymagających wysokotemperaturowego ciepła (≥ 400 °C), np. przy produkcji metali (np. huty stali), produkcji metali nieżelaznych (np. huty miedzi) czy w hutach szkła, zakładach ceramicznych i cementowniach.

Pomimo mniejszej efektywności energetycznej wykorzystania wodoru (o około 35%) i technicznej możliwości elektryfikacji wytwarzanie wysokotemperaturowego ciepła, ze względu na nieproporcjonalnie wysokie koszty przeprojektowania instalacji ciepłowniczych i całych ciągów produkcyjnych, opłacalne może okazać się wykorzystanie wodoru.

Poza wyzwaniem regulacyjnymi, wskazanymi dla ciepłownictwa zawodowego, istotnym bodźcem dekarbonizacyjnym będą wymogi wynikające z systemu ETS, np. ograniczanie podaży bezpłatnych EUA (*European Union Allowance*) dla instalacji objętych CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*).

Scenariusz bazowy został oparty na założeniu wykorzystania około 5% wytworzonego wodoru w przemyśle bezpośrednio w ciepłownictwie wysokotemperaturowym, np. w projektach demonstracyjnych i w sytuacji krótkookresowych nadpodaży wodoru związanych z sytuacją występowania w systemie nadmiarowych mocy.

Dla ciepłownictwa zawodowego dostarczającego ciepło systemowe, a także ciepłownictwa zawodowego nisko- i średnio-temperaturowego, nie przewiduje się do 2030 roku, aby wodór odgrywał w nich większą rolę ze względu na możliwość wykorzystania alternatywnych tańszych rozwiązań oraz występowanie bardziej priorytetowego popytu w innych sektorach.

W okresie po 2035 roku zaostrzające się wymogi dotyczące efektywnych systemów ciepłowniczych, przewidziane w dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (EEDIII), oraz utrudnione pozyskiwanie finansowania dla instalacji niespełniających wymogów emisyjności, ustanowionych w ramach taksonomii, mogą spowodować pojawienie się lokalnego zastosowania wodoru lub jego derywatów w ciepłownictwie zawodowym.

Wykorzystanie wodoru w ciepłownictwie zawodowym będzie zależało od lokalnych uwarunkowań, zwłaszcza od wkomponowania ciepłowni w regionalne systemy energetyczne i w ich spe-

cyfrikę wynikającą z funkcjonowania doliny wodorowej, a także dostępności odnawialnych źródeł energii oraz stanu technicznego infrastruktury energetycznej.

Scenariusz bazowy został oparty na założeniach Polskiej Strategii Wodorowej w zakresie wykorzystania wodoru w ciepłownictwie.

W odniesieniu do elektroenergetyki zawodowej wodor może występować w dwojakiej roli: jako domieszki do gazu zimnego w turbinach gazowych oraz w roli magazynu energii.

Ze względu na niską gotowość infrastruktury energetycznej oraz brak konkurencyjności kosztowej do 2030 roku wodor nie będzie pełnił żadnej istotnej roli w bezpośrednim spalaniu gazów w celu wytwarzania energii elektrycznej (w tym w kogeneracji). Po 2035 roku, ze względu na wymogi taksonomii i obowiązek projektowania nowych jednostek dostosowanych do wykorzystania odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych, rola wodoru stopniowo może się zwiększać.

Rola wodoru jako magazynu energii – pośredniego etapu między konwersją a rekonwersją do energii elektrycznej – będzie rosnąć wraz ze zwiększaniem się w systemie liczby niesterowalnych źródeł wytwórczych. Takie lokalne magazynowanie energii może służyć realizacji usług elastyczności i zmniejszać potrzebę wdrażania redysponowania źródeł wytwórczych.

Scenariusz bazowy zakłada wykorzystanie do produkcji wodoru nadmiarowej energii elektrycznej (założenie: 1,5 TWh), powstającej w okresie występowania nadwyżek w systemie elektroenergetycznym.

Realizacja celów RED III w zakresie RFNBO spowoduje konieczność rozwoju około 11,6–12,8 GW fotowoltaiki lub

4,6–5,1 GW wiatru na lądzie, lub 3,1–3,4 GW wiatru morskiego (prawdopodobny będzie miks tych źródeł).

Do zasilenia instalacji produkcji wodoru RFNBO konieczne będzie zabezpieczenie 12,26–13,46 TWh energii elektrycznej tylko w 2030 roku (wartości te będą rosły od 2035 roku wraz z kolejnymi celami RFNBO).

Dla realizacji produkcji wymaganych wolumenów wodoru RFNBO w 2030 roku niezbędne będą inwestycje około 46,4,6–51,2 mld zł w fotowoltaikę lub 32,2–35,7 mld zł w wiatraki lądowe, lub 37,2–40,8 mld zł w wiatraki morskie (według cen z 2022 roku).

Przy założeniu 10-letniego okresu wsparcia (2027–2037) dla projektów realizujących cele RFNBO na 2030 rok wymagany poziom pomocy publicznej może wynieść 31–34 mld zł, a dla realizacji kolejnych celów RFNBO na 2035 rok i później wymagane będzie prawdopodobnie zabezpieczenie kolejnych środków budżetowych.

Luka finansowa w wysokości 31–34 mld zł nie uwzględnia wielu kluczowych inwestycji systemowych, np. nakładów niezbędnych na sieci energetyczne (wodorowe, gazowe i elektroenergetyczne), infrastrukturę magazynową, rozbudowę oraz dostosowanie infrastruktury odbiorczej. Ostateczny poziom nakładów na rozwój gospodarki wodorowej w Polsce może więc być kilkakrotnie wyższy.

Dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn, Instytut Energetyki, Wydział Zarządzania UW
Michał Niewiadomski, Klub Energetyczny

3S Hydrogen Council:

wodorowa Europa ma usłyszeć głos naszego regionu

Paweł Piotrowicz

Wyzwania, przed którymi stoi sektor wodorowy w regionie Europy Środkowo-Wschodniej są złożone i wymagają wspólnych działań. W maju 2023 roku podczas konferencji H₂Poland w Poznaniu organizacje zrzeszające firmy i instytucje z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej podpisały list intencyjny inicjujący 3S Hydrogen Council. Za koncepcję i pomysł oraz organizację przedsięwzięcia odpowiedzialne jest polskie stowarzyszenie Hydrogen Poland.

W preambule podpisanego w Poznaniu porozumienia sygnatariusze informują, że w związku z koniecznością przyspieszonej transformacji energetycznej organizacje zrzeszające podmioty działające w sektorze wodorowym w regionie postanawiają działać wspólnie, poszukiwać synergii i możliwości współpracy na rzecz rozwoju gospodarki zeroemisyjnej.

Członkami założycielami zostali:

- Łotwa: Green Tech Cluster,
- Litwa: Lithuanian Hydrogen Energy Association,
- Estonia: Estonian Hydrogen Cluster,



Paweł Piotrowicz, prezes zarządu Hydrogen Poland podpisuje list intencyjny 3S Hydrogen Council.



Członkowie założyciele 3S Hydrogen Council na konferencji H₂Poland w Poznaniu 16.05.2023 roku.

- Czechy: Czech Technological Hydrogen Platform (HYTEP),
- Słowacja: Slovak National Hydrogen Association,
- Ukraina: Ukrainian Hydrogen Council,
- Węgry: Hungarian Hydrogen Technology Association,
- Słowenia: National Hydrogen Association of Slovenia,
- Polska: Hydrogen Poland i Pomorski Klaster Technologii Wodorowych.

Inicjatywa 3S Hydrogen Council to przede wszystkim platforma wymiany doświadczeń i podejmowania wspólnych działań wspierających kraje centralnej i wschodniej Europy oraz lokalne władze samorządowe na drodze do osiągnięcia zrównoważonego rozwoju. Ma ona wspierać je w procesie zielonej transformacji. Sygnatariusze porozumienia poszukują synergii i możliwości współpracy w celu promowania rozwoju gospodarki bezemisyjnej, w której wodór będzie odgrywał znaczącą rolę. Widzą oni pilną potrzebę rozpoczęcia owocnego dialogu i wypracowania wspólnego stanowiska krajów, aktywnie działają przed Komisją Europejską, Radą i Parlamentem Europejskim, a także przed innymi organizacjami i ośrodkami decyzyjnymi na szczeblu regionalnym, europejskim i globalnym.

Cele postawione przed członkami 3S Hydrogen Council

1. Konsultowanie założeń i zakresu programów wspierających wdrażanie i rozwój Europejskiego Zielonego Ładu z wykorzystaniem jednego z najtańszych i najbardziej dostępnych, zero-emisyjnych nośników energii – wodoru.
2. Współpraca w zakresie transferu wiedzy, doświadczenia i technologii.
3. Współpraca i ustanowienie skoordynowanych projektów międzynarodowych, transgranicznych w sektorze gospodarki wodorowej.
4. Wspieranie firm i organizacji, dolin i klastrów zaangażowanych w transformację energetyczną i paliwową.
5. Edukacja, podnoszenie świadomości i promowanie produktów i usług, koncentracja na specyficznych cechach gospodarki wodorowej i jej wpływie na bezpieczeństwo energetyczne i paliwowe oraz niezależność każdego europejskiego kraju.

6. Wspólne wystąpienie i reprezentacja podczas planowania i pozyskiwania sektorowych i dedykowanych funduszy europejskich.

7. Lobbowanie na rzecz członków 3S Hydrogen Council na arenie lokalnej i międzynarodowej.

W styczniu 2024 roku, prawdopodobnie podczas paryskiej konferencji Hyvolution, członkowie podpiszą akt założycielski stowarzyszenia 3S Hydrogen Council. Niezależnie od tego już teraz mogą aktywnie działać i inicjować transgraniczne projekty. Kluczowe obszary zostały zdefiniowane, wskazany został kierunek, na którym przede wszystkim należy się skoncentrować. Dekarbonizacja systemów ciepłowniczych, certyfikacja wodoru, wypracowanie jednolitego stanowiska w zakresie regulacji UE, wybór transgranicznych projektów wodorowych – to priorytetowe działania 3S Hydrogen Council, pierwszej w Europie platformy zrzeszającej kraje Europy Środkowo-Wschodniej. To właśnie one najlepiej wiedzą, jak powinna wyglądać lokalna architektura pozwalająca już dziś na wytwarzanie wodoru odnawialnego po konkurencyjnych kosztach, nawet bez systemu wsparcia. Jednym z najważniejszych zadań będzie aktywne wdrażanie certyfikacji Net Zero. Projekty wodorowe postrzegane są jako te z podwyższonym ryzykiem, w rezultacie ich „bankowalność” jest niska. Aby to zmienić, Komisja Europejska zaproponowała kryteria certyfikacji Net Zero. 3S Hydrogen Council chce pomóc w dopracowaniu kryteriów tej certyfikacji, tak aby projekty wodorowe krajów CEE były przez banki postrzegane bez specjalnych obostrzeń (podobnie jak instytucje ubezpieczeniowe).

Poprzez działania 3S Hydrogen Council wodorowa Europa ma usłyszeć głos naszego regionu. Poprzez wspólne działania i zaangażowanie wszystkich stron powołana inicjatywa chce, aby nasz region stał się liderem transformacji energetycznej i paliwowej w Europie.

Paweł Piotrowicz, prezes zarządu Hydrogen Poland, współtwórca 3S Hydrogen Council.

Powstała Centralna Dolina Wodorowa im. Braci Łaszczyńskich

Kinga Pawluszek

Ostatnie kilkanaście miesięcy to zintensyfikowanie działań zmierzających do budowy energetyki wodorowej w Polsce. Kluczową rolę odgrywają w nich doliny wodorowe – obszary geograficzne, na których rozwija się lokalny rynek wodoru wraz z całym łańcuchem technologii z nim związanych. Tym bardziej że opublikowana w październiku 2021 roku przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska „Polska strategia wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku” dała silny impuls do ich powstawania. Szczególnie wyróżnia się tu, powołana 12 października 2023 roku, Centralna Dolina Wodorowa, zainicjowana przez Świętokrzyską Grupę Przemysłową INDUSTRIA S.A. Nowy podmiot obejmuje swym zasięgiem cztery regiony: Świętokrzyskie, Łódzkie, południowe Mazowsze oraz północne Podkarpacie, tworząc tym samym niezwykle perspektywiczną platformę wzajemnej współpracy, wymiany informacji i inwestycji.

Powstanie Centralnej Doliny Wodorowej zostało zapoczątkowane dwa lata temu. W listopadzie 2021 roku w należącej do ŚGP INDUSTRIA S.A. kopalni Jaźwica w gminie Chęciny została podpisana deklaracja o powołaniu Świętokrzyskiego Klastra Wodorowego im. Braci Łaszczyńskich. W uroczystości udział wzięli przedstawiciele władz centralnych i samorządowych, miasta Kielce oraz okolicznych gmin: Miedzianej Góry, Chęciny, Łagowa, Daleszyc i Morawicy. Podpisy na deklaracji złożyli również: prezes Agencji Rozwoju Przemysłu, reprezentanci wiodących polskich firm zaangażowanych w rozwój technologii wodorowych, przedstawiciele świata nauki, w tym głównych instytucji edukacyjnych województwa świętokrzyskiego – Uniwersytetu Jana Kochanowskiego i Politechniki Świętokrzyskiej, a także Instytutu Energetyki oraz Narodowego Centrum Badań Jądrowych.

Klastrę został nazwany imieniem braci Łaszczyńskich w celu docenienia i upamiętnienia wybitnych polskich przedsiębiorców, Stanisława i Bolesława Łaszczyńskich, którzy ponad sto lat temu zainaugurowali pierwszy proces elektrolizy na ziemi świętokrzyskiej. Na początku XX wieku prowadzili eksploatację rud miedzi w Miedziance koło Chęciny, a w 1902 roku, jako jedni z pierwszych na świecie, wyprodukowali w ten sposób miedź i cynk.

Sygnatariusze klastra zadeklarowali dążenie do wypełnienia Polskiej Strategii Wodorowej, zwłaszcza w zakresie budowy niskoemisyjnego systemu energetycznego, z jednoczesnym zapewnieniem jego bezpieczeństwa i efektywności oraz zmniejszenia oddziaływania sektora branżowego na środowisko. ŚGP INDUSTRIA jest właścicielem trzech kopalni odkrywkowych, w których wydobywane są złoża wapienia dolomitowego oraz produkowane wysokojakościowe kruszywa i magnezowe nawozy wapniowe. Kopalnia Laskowa położona jest w gminie Miedziana Góra, w sąsiedztwie drogi krajowej S7, kopalnia Winna – w Łagowie przy drodze krajowej nr 74, natomiast kopalnia Jaźwica – w gminie Chęciny w niewielkiej odległości od drogi ekspresowej S7 (jest to jedna z największych kopalni w województwie świętokrzyskim, a jej roczne wydobycie wynosi ponad 2 mln ton). To właśnie dlatego tutaj przeanalizowane zostały możliwości wytwarzania wodoru z wody kopalnianej, która w obecnym procesie wydobywczym stanowi odpad produkcyjny. Docelowo cały obieg wody będzie miał charakter zamknięty, a inwestycja zakłada instalację produkcji wodoru w procesie elektrolizy. Elektrolizer zostanie wyposażony w stację oczysz-

czania wody oraz zespół puryfikacji i suszenia otrzymanego wodoru. Produkcja tzw. zielonego wodoru będzie możliwa dzięki energii elektrycznej pochodzącej z farmy fotowoltaicznej o mocy do 3 MW, która powstanie na zrehabilitowanym zwałowisku północnym kopalni Jaźwica.

Zaledwie rok po podpisaniu deklaracji, ze względu na rozszerzenie zakresu działalności klastra, zmienił on nazwę ze Świętokrzyskiego na Centralny, a 17 lipca 2023 roku został podpisany list intencyjny w sprawie utworzenia Centralnej Doliny Wodorowej (CDW). Uroczystość odbyła się na terenie Elektrowni Kozienice należącej do Enea Wytwarzanie, a wolę przystąpienia do doliny zadeklarowało wówczas 56 podmiotów działających na rzecz zielonej transformacji w centralnej części Polski. Z dniem podpisania listu intencyjnego wszystkie podmioty z klastra automatycznie przeszły do CDW, do której dołączyły także podmioty z grupy ENEA, tj. Elektrownia Kozienice, Elektrownia Połaniec, Nowa Energia, Elkogaz, spółka GAZ–SYSTEM, ARP eVehicles oraz środowisko naukowe z województwa łódzkiego i południowego Mazowsza. Tym samym Centralna Dolina Wodorowa objęła swym obszarem województwa świętokrzyskie i łódzkie oraz region południowego Mazowsza i północnego Podkarpacia. Gośćmi honorowymi wydarzenia byli: Anna Moskwa, minister klimatu i środowiska, oraz Ireneusz Zyska, wiceminister, pełnomocnik rządu ds. OZE. Jak podkreślił wiceszef MKiŚ, Centralna Dolina Wodorowa stwarza szansę na powstawanie tu projektów o znaczeniu ponadregionalnym, a nawet europejskim.

Oficjalne powołanie Centralnej Doliny Wodorowej nastąpiło 12 października 2023 roku w Kielcach. Członkowie założyciele podpisali dokumenty stowarzyszeniowe, wytyczając tym samym jego główne cele, do których należą:

- inwestycje w słoneczne i wiatrowe źródła energii odnawialnej o mocy 2 GW,
- inwestycje w elektrolizery do produkcji wodoru o mocy 250 MW,
- zastąpienie energetycznych bloków węglowych blokami gazowymi gotowymi do współspalania wodoru,
- transformacja energetyczna sektora wydobywczego: wodór jako zielone paliwo w transporcie ciężkim,
- rozwój infrastruktury wodorowej w regionach poprzez produkcję wodoru, stacje do tankowania, kolej pasażerską i towarową oraz transport miejski,
- rozwój energetyki jądrowej opartej na technologii SMR.



Podpisanie listu intencyjnego o powołaniu Centralnej Doliny Wodorowej 17 lipca 2023 roku.

W dniu powołania Centralnej Doliny Wodorowej tworzyło ją już ponad 70 podmiotów, wśród których znalazły się:

- 1) Rolls-Royce SMR – zaprojektowany przez Rolls-Royce w Wielkiej Brytanii modułowy reaktor jądrowy zapewni 470 MW czystej i dostępnej w przystępnej cenie energii elektrycznej,
- 2) Instytut Energetyki – Instytut Badawczy – jeden z największych w Polsce i Europie Środkowej instytutów prowadzących badania w zakresie technologii energetycznych,
- 3) AIUT – największy polski integrator systemów automatyki przemysłowej, który od 30 lat dostarcza na światowy rynek rozwiązania z zakresu automatyzacji i robotyzacji procesów produkcyjnych, intralogistycznych, IT, IIoT (ang. *Industrial Internet of Things*, inżynierii chemicznej i procesowej,
- 4) ENPROM – jedno z największych polskich przedsiębiorstw budownictwa elektroenergetycznego. Obecnie ENPROM obsługuje krajowego operatora sieci przesyłowej, odpowiada za utrzymanie tysięcy kilometrów linii najwyższych napięć i współpracuje ze wszystkimi regionalnymi spółkami dystrybucyjnymi w Polsce,
- 5) ML System S.A. – wysoko wyspecjalizowana spółka technologiczna z własnym zakładem produkcyjnym oraz silnym zapleczem B+R, wyposażonym w nowoczesny sprzęt laboratoryjny. Od 2006 roku dostarcza tradycyjne i innowacyjne rozwiązania energetyki odnawialnej,
- 6) Go&management – oferuje kompleksowe wsparcie w zakresie produkcji, transportu, magazynowania i tankowania wodoru i od ponad trzech lat aktywnie angażuje się w implementację technologii wodorowych na polskim rynku,
- 7) IOZE Group – dostarcza kompleksowe rozwiązania w zakresie inwestycji w hybrydowe instalacje OZE, ze szczególnym uwzględnieniem hydroelektrowni, wspiera procesy decyzyjne klientów opracowaniami koncepcyjnymi oraz zapewnia kompletny proces inwestycyjny wraz z wykonawstwem pod klucz.
- 8) PPUH Polmark Kielce sp. z o.o. – producent wysokotonażowych wywrotek o ładowności od 30 do 60 ton. Obecnie w firmie trwają intensywne prace nad wykonaniem pojazdu zasilanego zieloną energią (wodór, hybryda wodorowa, hybryda elektryczna),
- 9) Polonez Plus – spółka z polskim kapitałem, która wyspecjalizowała się w projektowaniu i kompleksowym wykonawstwie instalacji HVAC (*Heating, Ventilation, Air Conditioning* – ogrzewanie, wentylacja i klimatyzacja). Od 2020 roku zajmuje się również problemem transformacji energetycznej w przemyśle oraz technologiami związanymi z zielonym wodorem,
- 10) Zarząd Transportu Miejskiego w Kielcach – zajmuje się organizacją i zarządzaniem pasażerskim zbiorowym transportem miejskim,



Zdjęcia Patryk Ptaak

Uroczystość powołania Centralnej Doliny Wodorowej w Kielcach 12.10.2023 roku.

- 11) Bank Gospodarstwa Krajowego – polski bank rozwoju i jedyna tego typu instytucja w Polsce, której misją jest wspieranie zrównoważonego rozwoju społeczno-gospodarczego kraju,
- 12) Enervigo – grupa firm, które wdrażają nowatorski na polskim rynku kompleksowy proces transformacji energetycznej przedsiębiorstw, oferując m.in. usługę pod nazwą Program Transformacji Energetycznej.
- 13) Uniwersytet Jana Kochanowskiego – jeden z osiemnastu publicznych uniwersytetów klasycznych w Polsce i największa uczelnia wyższa w województwie świętokrzyskim,
- 14) Politechnika Świętokrzyska – najstarsza i największa akademicka uczelnia techniczna w regionie. Uczelnia wspiera rozwój przedsiębiorczości i innowacyjności, jednocześnie jest bazą wykwalifikowanych pracowników dla regionalnego rynku pracy.

W działalność Centralnej Doliny Wodorowej zaangażowane są też jednostki samorządu terytorialnego, które chcą wprowadzić proces zielonej transformacji na swoim obszarze: Miasto Kielce, Świętokrzyski Urząd Wojewódzki w Kielcach, gmina Bieliny, gmina Górno, gmina i miasto Bodzentyn, gmina i miasto Chęciny, gmina i miasto Daleszyce, gmina i miasto Łągów, gmina i miasto Morawica, gmina i miasto Piekoszów, gmina Masłów, gmina Miedziana Góra, gmina Mniów, gmina Nowa Słupia, gmina Nowiny, gmina Raków i gmina Strawczyn.

Do CDW dołączyły też wspomniane wcześniej podmioty z grupy ENEA, które podpisały list intencyjny w Koziennicach: Elektrownia Koziennice, Elektrownia Połaniec, Nowa Energia, Elkogaz, oraz GAZ-SYSTEM.

Członkowie Centralnej Doliny Wodorowej zgodnie dostrzegają pilną potrzebę rozwoju i wykorzystania nowoczesnych, zeroemisyjnych źródeł energii jako odpowiedź na zachodzące we współczesnej gospodarce zmiany, tym bardziej że niosą one wymierne korzyści zarówno dla przedsiębiorców, jak i wszystkich pozostałych partnerów społecznych oraz środowiska naturalnego. Dlatego jednym z głównych zadań jest stworzenie platformy współpracy, wymiany informacji i koordynacji działań pomiędzy poszczególnymi podmiotami, w której czynny udział wezmą wszyscy partnerzy zaangażowani w proces tworzenia gospodarki wodorowej, a więc zarówno przedsiębiorcy, jak i instytucje naukowe oraz administracja publiczna.

Centralna Dolina Wodorowa im. Braci Łaszczyńskich jest ósmą tego typu inicjatywą w Polsce. Co istotne, każda dolina skupia się na innych specjalizacjach, co umożliwi wzajemną współpracę, tym bardziej że razem pokrywają obszar całego kraju.

Kinga Pawluszek, kierownik działu komunikacji i marketingu, rzecznik prasowy, Świętokrzyska Grupa Przemysłowa Industria S.A.

Wykorzystanie zielonego wodoru do wytwarzania energii w celu poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego

Klaus Payrhuber

Produkcja wodoru w Unii Europejskiej będzie ekologiczna, spełniając normy dotyczące odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). Oznacza to, że wodór powinien pochodzić głównie z elektrolizy zasilanej odnawialną energią elektryczną. Konieczne jest jak najszybsze zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, takich jak energetyka wiatrowa i energetyka słoneczna, aby zastąpić wytwarzanie energii oparte na paliwach kopalnych oraz aby zasilac nowych odbiorców energii elektrycznej, na przykład producentów zielonego wodoru. To wszystko, w połączeniu z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną z innych sektorów (elektromobilności i pomp ciepła) oznacza, że wodór będzie produktem deficytowym. Europa będzie produkować tylko część potrzebnego jej wodoru i będzie polegać na jego imporcie, podobnie jak obecnie jest w przypadku gazu ziemnego.

Dodatkowa energia odnawialna będzie pochodzić głównie z wiatru i słońca, a to oznacza dużą zmienność jej wytwarzania, połączoną z niską bezwładnością i zmniejszoną odpornością. Magazynowanie energii w akumulatorach nie będzie wystarczające do zapewnienia całej potrzebnej mocy bilansującej, ponieważ nawet w 2050 roku wymagana pozostala ilość energii (*residual load*) z konwencjonalnych elektrowni będzie ogromna. Niedawne badanie Eugene* wskazuje, że w 2050 roku do wypełnienia luki w zimie potrzebne będzie do 366 GW mocy typu *residual load*, podczas gdy tylko 35 GW może być zapewnione dzięki reakcji strony popytowej i 59 GW z elektrowni szczytowo-pompowych. Podczas typowego trzytygodniowego okresu w styczniu dodatkowe zapotrzebowanie może wynieść 109 TWh, przy czym tylko 2 TWh będą dostępne z ładowania bateryjnych magazynów energii elektrycznej. Najpóźniej do 2050 roku wszystkie te elektrownie bilansujące muszą być zasilane paliwami odnawialnymi.

W Europie 55% silników Jenbacher Grupy INNIO jest już zasilanych gazami odnawialnymi, takimi jak gaz wysypiskowy, gaz ściekowy lub biogaz (rysunek 1). Wiele silników pracuje obecnie na biometanie, który jest biogazem ulepszonym do jakości gazu sieciowego. Pozostałe silniki zasilane gazem ziemnym są oznaczone jako *Ready for H₂*, co oznacza, że mogą zostać przekształcone w silniki zasilane w 100% wodorem, gdy stanie się

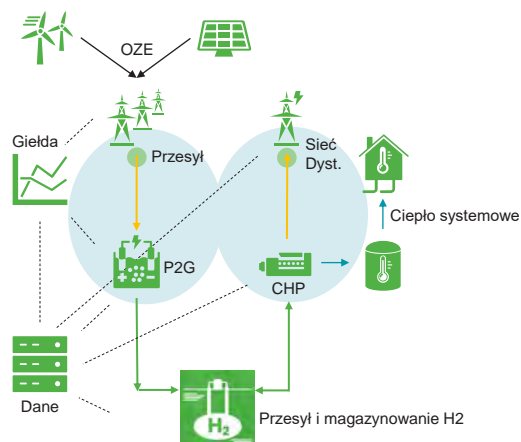
on łatwiej dostępny. W zależności od dostępności gazów odnawialnych silniki będą w przyszłości konwertowane do zasilania biometanem lub wodorem.

Wyzwanie sezonowości w Europie Północnej

W północnej części Europy w miesiącach zimowych istnieje duże zapotrzebowanie na ciepło do celów grzewczych, podczas gdy w południowej Europie latem wymagane jest chłodzenie. Zapotrzebowanie na energię elektryczną do chłodzenia odpowiada szczytom produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki, ale zapotrzebowanie na ogrzewanie zimą i dostępna w tym czasie energia odnawialna są wielkościami niezrównoważonymi. Oznacza to, że nadprodukt energii odnawialnej w lecie musi być magazynowana na zimę. Tak ogromną ilość energii można zmagazynować tylko za pomocą cząsteczek takich jak wodór – produkując wodór latem, przechowując go w dużych podziemnych zbiornikach i wykorzystując zimą. Sieć magazynowania i dystrybucji wodoru jest niezbędna do dostarczania wodoru użytkownikom w okresie zimowym.

Rysunek 2. Wykorzystanie wodoru do bilansowania sezonowego

Rysunek 1. Flota silników Jenbacher Grupy INNIO w okresie przejściowym



W idealnej sytuacji wodór jest dostarczany do rozproszonych elektrociepłowni, w których może być wykorzystywany w najbardziej efektywny sposób do lokalnej produkcji energii elektrycznej i ciepła dla sieci ciepłowniczych (rysunek 2).

Wykorzystanie wodoru w silnikach gazowych

Paliwa bogate w wodór stosowane są w silnikach Jenbacher od ponad 30 lat. Około 90 projektów w 28 krajach o mocy około 250 MW zostało opracowanych z wykorzystaniem silników Jenbacher Grupy INNIO, zasilanych paliwami bogatymi w wodór. Najdłużej pracują cztery silniki Jenbacher J320 w Krems Chemie w Austrii, które są zasilane gazem pochodzącym z procesu technologicznego, zawierającym około 95% (objętościowo) wodoru.

Obecnie opracowywane są projekty wykorzystujące wodór w 100%.

Wodór, obecnie będący produktem ubocznym procesów przemysłowych, w przyszłości będzie produkowany jako zielony wodór w procesie elektrolizy lub jako niebieski wodór w procesie reformingu parowego metanu i wychwytywania dwutlenku węgla. W zależności od tego, gdzie wodór jest produkowany i jak jest transportowany, będzie on dostępny w określonych miejscach i do konkretnych zastosowań, ale nie oczekuje się, że wkrótce będzie szeroko dystrybuowany za pośrednictwem sieci gazociągowej. Ekologiczny wodór przez dłuższy czas będzie produktem droгим i deficytowym.

Pierwszymi użytkownikami wodoru w rozproszonym wytwarzaniu energii mogą być centra danych (z ang. *Data Centers*), w których zielony wodór jest wykorzystywany w silnikach do zasilania rezerwowego (rysunek 3). Zielony wodór może być również wykorzystywany w tzw. mikrosieciach energetycznych lub do pracy w trybie wyspowym w celu zrównoważenia niestabilnej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, pracując w połączeniu z urządzeniami przeznaczonymi do magazynowania energii. W ten sposób zielony wodór zastąpiłby olej napędowy, ale minie sporo czasu, zanim większa ilość wodoru będzie dostępna dla rozproszonego wytwarzania energii i układów kogeneracyjnych (CHP). Dla wysoce niezawodnego i bezpiecznego rozproszonego wytwarzania energii i układów CHP niezbędne są dostawy wodoru gazociągami.

Wiele tych pierwszych zastosowań wodoru będzie mogło pracować zarówno na gazie ziemnym, jak i wodorze – albo wodór jako główne źródło energii i gaz ziemny jako paliwo zapasowe, albo gaz ziemny jako główne paliwo i wodór wykorzystywany w miarę dostępności. W każdym razie w przyszłości wszystkie projekty budowane z myślą o zasilaniu gazem ziemnym powinny być gotowe do późniejszej konwersji na wodór.

Silniki wodorowe i przykłady projektów

Chociaż wodór jest drogi, a zielony wodór nie jest obecnie dostępny w dużych ilościach, Grupa INNIO realizuje kilka projektów w 100% wodorowych, głównie w Azji i Europie. Takie wczesne projekty pilotażowe są ważne dla przemysłu i społeczeństwa, aby zademonstrować dostępność technologii i ze-

Rysunek 3. Zastosowania wodoru w wytwarzaniu energii



brać doświadczenia operacyjne w terenie, z całym niezbędnym wyposażeniem. Konieczne jest zrozumienie ekonomiki projektu w rzeczywistych warunkach operacyjnych. We wszystkich obecnych projektach pilotażowych wykorzystywany jest silnik Jenbacher typu 4 Grupy INNIO w różnych wersjach, składających się z różnej liczby cylindrów, o mocach od 500 kW do 1000 kW. Większy silnik Jenbacher typu 6 o mocy od 3 do 4 MW będzie dostępny w 2025 roku.

Przejęcie na system wykorzystujący 100% energii odnawialnej wymaga sezonowego magazynowania energii. W tych projektach nadpodaż energii odnawialnej w lecie będzie przekształcana w wodór, sprężany i przechowywany w dostosowanym lub nowym podziemnym systemie magazynowania gazu. Zimą, przy mniejszej dostępności energii ze źródeł odnawialnych i zwiększonym zapotrzebowaniu na energię, wodór będzie wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i ciepła. W przyszłości, gdy dostępna będzie większa ilość wodoru do sezonowego magazynowania, dodatkowe podziemne magazyny gazu mogą zostać przekształcone w magazyny wodoru. Pozwoli to na podłączanie coraz większej liczby lokalnych układów CHP i innych elektrowni gazowych do sieci wodorowej, a aktywa te w coraz większym stopniu będą mogły być zasilane wodorem zamiast gazem ziemnym.

Zanim wodór stanie się dostępny za pośrednictwem sieci gazociągów, będzie produkowany i przechowywany lokalnie – w mniejszych ilościach – w mniejszych podziemnych systemach magazynowania lub w naziemnych zbiornikach pod wysokim ciśnieniem. Dzięki tej technologii magazynowania mniejsze ilości wodoru mogą być przechowywane na przykład do lokalnego wykorzystania jako paliwo do rezerwowego zasilania centrów danych (*Data Centers*), co zostało zademonstrowane przez *NorthC Datacenters* w Holandii. W tym przypadku silniki na H₂ zastępują rezerwowe, wysokoprężne silniki Diesla, aby zapewnić niezawodne zasilanie centrum danych w trybie wyspowym, w przypadku awarii sieci. W idealnym przypadku silniki na H₂ mogą przełączyć się na zasilanie gazem ziemnym, jeśli magazyn wodoru okaże się zbyt mały lub przerwa w dostawie prądu potrwa zbyt długo. Gdy wodór będzie mógł być dostarczany w sposób ciągły, za pośrednictwem sieci dedykowanych gazociągów wodorowych, przełączenie zasilania na gaz ziemny stanie się przestarzałe. W każdym razie zastąpienie rezerwowego zasilania w postaci silnika Diesla rozwiązaniem z silnikiem na H₂ jest znacznie czystsze i bardziej zrównoważone środowiskowo rozwiązaniem dla centrów danych.

W innym zastosowaniu wodór jako produkt uboczny z procesów przemysłowych jest wykorzystywany w silnikach gazowych do produkcji energii elektrycznej i ciepła w projekcie *Hyosung*

w Ulsan w Korei Południowej. W tym przypadku wodór jest wykorzystywany z lokalnego procesu produkcji polipropylenu bez potrzeby magazynowania, transportu i dystrybucji wodoru.

Już dziś istnieje wiele przykładów wykorzystania wodoru w układach CHP, a nowe zastosowania CHP są w trakcie opracowywania, ponieważ elektryfikacja naszej gospodarki będzie nadal gwałtownie rosła w następnych dziesięcioleciach. Ograniczenia sieciowe będą problemem nie tylko ze względu na bariery w przesyłaniu energii pochodzącej od wytwórców energii odnawialnej, ale także ze względu na zwiększone zapotrzebowanie odbiorców energii elektrycznej w godzinach szczytu.

Przykładem zapotrzebowania na duże moce są stacje szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych. Jeśli połączenie z siecią elektroenergetyczną nie jest wystarczające do zasilania stacji, idealnym rozwiązaniem jest lokalny silnik kogeneracyjny, który szybko zapewni wysoką moc dostępną na miejscu. Najlepiej, jeśli takie jednostki kogeneracyjne są instalowane tam, gdzie dostępne jest połączenie z lokalną siecią ciepłowniczą, dzięki czemu można wykorzystać ciepło odpadowe silnika. Taka idea przyświecała projektowi *Nova Zona* w miejscowości Nova Pazova w Serbii, gdzie Grupa INNIO zainstalowała elektrociepłownię z silnikiem Jenbacher J420 H₂.

Przykłady projektów w 100% wodorowych w trakcie opracowywania:

- *NorthC Datacenters*, Eindhoven, Holandia: 6 silników J420 H₂ o mocy 1 MW, paliwo główne – zielony wodór, paliwo dodatkowe – gaz ziemny,
- *Hyosung*, Ulsan, Korea Południowa: 1 x 1 MW silnik J420 H₂ (CHP), główne paliwo – wodór z przemysłu, paliwo wtórne – gaz ziemny,
- *Nova Zona*, Nova Pazova, Serbia: 1 x 1 MW silnik J420 H₂ (CHP), główne paliwo – zielony wodór, paliwo dodatkowe – gaz ziemny.

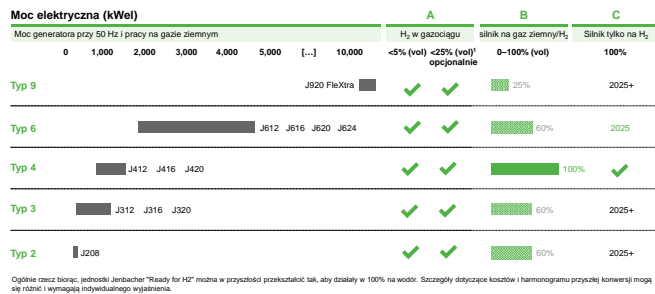
Gotowy na wodór (*Ready for H₂*)

Wodór może nie być szybko powszechnie dostępny i minie więcej czasu, zanim będzie dostępny w rozproszonych lokalizacjach, w których instalowane są elektrociepłownie, ale każda elektrociepłownia Jenbacher może być zaprojektowana jako *Ready for H₂*, dzięki czemu można ją później przekształcić z pracy na gazie ziemnym na pracę na wodorze. Obecnie można już istniejące elektrociepłownie Jenbacher przekształcić z zasilania gazem ziemnym na zasilanie wodorem.

Operatorzy sieci gazowych i dostawcy gazu rozważają również dodanie pewnej ilości wodoru do gazu sieciowego. Obecnie uważa się, że do gazociągów można dodać do 20% (objętościowo) wodoru, a w przyszłości może to być nawet 30%. Wszystkie silniki Jenbacher mogą dziś pracować z wodorem zmieszany z gazem ziemnym w ilości do 25% zawartości (objętościowo). Alternatywnie, dostępne są dedykowane konstrukcje silników, które mogą pracować z domieszką wodoru do 60% (objętościowo). Wszystkie silniki zasilane gazem ziemnym mogą być w 100% zasilane wodorem dzięki dostępnemu pakietowi modernizacyjnemu (rysunek 4).

W 100% wodorowe silniki Jenbacher Grupy INNIO o mocy do 1 MW (typ 4) są dostępne już dziś, a silniki o wyższej mocy, ponad 3 MW (typ 6) są w fazie rozwoju i będą dostępne

Rysunek 4. Portfolio produktów Jenbacher *Ready for H₂* Grupy INNIO



w 2025 roku. Silniki na H₂ mogą być również oferowane jako silniki dwugazowe, które mogą być zasilane w 100% gazem ziemnym oraz w 100% wodorem – w zależności od ich dostępności. Co więcej, te dwugazowe silniki mogą przełączać się z gazu ziemnego na wodór i z powrotem na gaz ziemny podczas pracy, bez zatrzymywania silnika. Wszystkie silniki mogą pracować jako elastyczne jednostki kogeneracyjne, osiągając wysoką sprawność całkowitą około 90% lub więcej i dzięki temu mogą maksymalizować sprawność procesu energetycznego wykorzystania paliwa wodorowego.

Nowoczesne rozwiązania zamiast gazu ziemnego

Zapotrzebowanie na rozproszoną energetykę rośnie, podobnie jak zapotrzebowanie na dekarbonizację, a wodór jako bezemisyjne paliwo do rozproszonego wytwarzania energii będzie coraz bardziej dostępny. Mimo że wodór jest drogi, stanowi idealne paliwo zastępujące gaz ziemny, podobnie jak biogaz i biometan.

W przypadku każdego drogiego paliwa ważne jest, aby osiągnąć wysoki stopień wykorzystania i uzyskać z niego jak najwięcej. W związku z tym zastosowanie w elektrociepłowniach, w których osiąga się sprawność energetycznego wykorzystania paliwa około 90% i więcej, ma zasadnicze znaczenie. Rozproszona kogeneracja jest również doskonałym rozwiązaniem, ponieważ może być instalowana tam, gdzie lokalnie wymagana jest niezawodność i wysoka dyspozycyjność w dostawie energii, a w tych samych lokalizacjach ciepło może być zagospodarowane do ogrzewania domów, obiektów komercyjnych, przemysłowych lub budynków użyteczności publicznej. Połączenie tego układu z magazynem ciepła oddziela wytwarzanie ciepła od zapotrzebowania na ciepło i sprawia, że rozproszona kogeneracja jest elastyczną elektrownią do bilansowania sieci.

Oszczędność energii pierwotnej i wysoka efektywność wykorzystania nośników energii zawsze powinny mieć najwyższy priorytet. Wykorzystanie nadwyżki energii odnawialnej z okresu letniego do zastąpienia paliw kopalnych, takich jak węgiel lub gaz ziemny w zimie, wkrótce stanie się rozwiązaniem. Jeśli zastępowane paliwo, takie jak gaz ziemny, jest paliwem kopalnym i importowanym, wykorzystanie zielonego wodoru zimą ma podwójną zaletę.

* Badanie Eugene, 2023, *The Need for Clean Flexibility in Europe's Electricity System* – animowane podsumowanie – EUGINE.

Dr Klaus Payrhuber, strategic product development manager, INNIO Jenbacher, grupa kapitałowa INNIO

Brak jednolitego systemu certyfikacji wodoru utrudnia rozwój światowego rynku

Rozmowa z **Grzegorzem Pawelcem**, dyrektorem działu analiz Hydrogen Europe



Jaka jest rola wodoru w transformacji energetycznej Polski i jego znaczenie dla gazownictwa?

Jestem przedstawicielem branży wodorowej, więc nikogo nie zdziwi, jeśli powiem, że „ogromna”. Co prawda, prowadzone są dyskusje dotyczące roli wodoru na przykład w transporcie lekkim czy indywidualnym ciepłownictwie, ale są branże, w których bez wodoru transformacja energetyczna nie ma szansy. Jest to przede wszystkim przemysł energochłonny, w tym głównie chemiczny i stalowy, ciężki transport drogowy oraz produkcja paliw syntetycznych dla sektora morskiego i lotniczego. Dużą rolę wodoru będzie odgrywał w przyszłości także w systemie elektroenergetycznym. Oczywiście, nie jako paliwo dla elektrowni stanowiących podstawę systemu, ale w źródłach szczytowych, a przede wszystkim jako narzędzie magazynowania energii.

Co do znaczenia dla gazownictwa, to zależy, jak je zdefiniujemy. Jeśli ograniczymy tylko to gazu ziemnego, to nie da się zaprzeczyć, że wodoru będzie paliwem konkurencyjnym. Natomiast jeśli spojrzymy na gazownictwo szerzej – jak na gazociąg, którymi dostarczany będzie wodoru z miejsc jego produkcji (np. wiatr na morzu) do przemysłu (np. na Śląsku, gdzie nie ma lokalnie możliwości produkcji odnawialnego wodoru w ilościach wymaganych dla przemysłu), podziemne magazyny gazu, magazynujące wodoru w celu bilansowania zmiennej podaży wodoru odnawialnego ze stałym popytem na wodoru w przemyśle, oraz magazynowanie nadwyżek energii z OZE czy wreszcie elektroenergetykę gazową – głównie w roli źródeł szczytowych, ale wykorzystujących wodoru jako paliwo, a nie gaz ziemny, to przy takiej definicji gazownictwa z pewnością nie muszą obawiać się transformacji energetycznej.

Obecnie wodoru w ponad 95% jest wytwarzany z paliw kopalnych w procesach emitujących duże ilości dwutlenku węgla. Jak przebiega proces tworzenia certyfikacji i niezbędnych ram legislacyjnych dla wodoru?

Niestety, nie w takim tempie jak byśmy sobie tego życzyli. Brak jednolitego systemu certyfikacji wodoru jest jednym z nadal nierozwiązanych problemów. Biorąc pod uwagę wczesny stan rozwoju branży, być może nie jest to zaskakujące, jednakże, jeśli taki stan będzie się utrzymywał, to będzie to komplikować handel transgraniczny i utrudniać rozwój światowego rynku wodoru.

Nie znaczy to, że nie ma żadnych reguł. Niedawno zatwierdzona została dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych wraz z aktami delegowanymi, które precyzyjnie definiują zasady kwalifikowania wodoru jako wodoru odnawialnego oraz określają szczegółowe zasady liczenia śladu węglowego.

Problemem jest to, że reguły te nie są kompletne – nadal na przykład czekamy na analogiczne reguły dotyczące wodoru niskoemisyjnego – oraz to, że równocześnie powstaje wiele systemów, dobrowolnych i obowiązkowych, z których każdy ma własny zestaw kryteriów i metodologii. Ta złożoność utrudnia interesariuszom poruszanie się po procesie certyfikacji, spawalniając rozwój projektów i wejście na rynek.

Technologie transportu wodoru w zbiornikach ciśnieniowych są już dobrze rozwinięte, natomiast przesył wodoru gazociągami z gazem ziemnym nadal stanowi przedmiot wielu badań i testów. Kiedy możemy spodziewać się wprowadzenia wodoru do sieci gazowej?

Jeśli chodzi o precyzyjną datę dla Polski, to jest to pytanie do GAZ-SYSTEM-u i PSG. Na zachodzie Europy testowe projekty już istnieją i wydaje się, że z technicznego punktu widzenia nie ma przeszkód, również w Polsce, aby już dziś, bez dokonywania większych modyfikacji na sieci i bez istotnego wpływu na urządzenia końcowe, wprowadzić wodoru do poziomu 5–10%. Należy jednak pamiętać, że z biznesowego punktu widzenia jest to mało atrakcyjna opcja wykorzystania wodoru. Konieczne byłoby wprowadzenie systemu taryf gwarantowanych (*feed-in tariff*) lub chociaż certyfikatów umożliwiających handel wodorem wprowadzonym do sieci. Bez takich rozwiązań wprowadzanie wodoru do sieci ma sens jedynie, jeśli byłby to wodoru produkowany z nadwyżek OZE – a takiego w Polsce jeszcze nie mamy – przynajmniej nie w skali problemu wymagającego pilnego rozwiązania. Podsumowując, wydaje się, że priorytetem powinien być raczej rozwój dedykowanej sieci gazociągów wodorowych przynajmniej na potrzeby głównych odbiorców przemysłowych.

Niemcy i Włochy planują budowę gazociągu wodorowego umożliwiającego import z Afryki Północnej. Jakie źródła pozyskiwania i eksportu wodoru są dostępne dla Pol-

ski? Czy możemy liczyć na wodorowy gazociąg po dnie Bałtyku, który rozważa szwedzka firma OX2?

Oczywiście, nie dam gwarancji, że wspomniany gazociąg po dnie Bałtyku powstanie, ale jest to bardzo ciekawy projekt. Zarówno Szwecja, jak i Finlandia mają spory potencjał do produkcji wodoru niskoemisyjnego, tj. zarówno z wiatru na morzu, jak i z energii atomowej, a Niemcy nie ukrywają, że będą znaczącym importerem wodoru. Jeśli do tego dodamy takie kraje jak Estonia, Litwa i Łotwa, których potencjał rozwoju energetyki odnawialnej na morzu przekracza ich własne zapotrzebowanie na energię, otrzymamy bardzo sensowny projekt. Innym atrakcyjnym kierunkiem jest Ukraina. Tutaj ciekawym projektem jest *Central European Hydrogen Corridor*, rozwijany przez niemieckiego operatora OGE, a także czeskiego, słowackiego i ukraińskiego operatora sieci przesyłowej w Ukrainie, który ma mieć zdolność przesyłową wodoru na poziomie 144 GWh/d z terminem realizacji do 2030 roku.

Niestety, oba te projekty obecnie omijają nasz kraj. Polska natomiast do 2030 roku, do realizacji celów dyrektywy RED, będzie potrzebować znaczne ilości odnawialnego wodoru – na granicy tego, co jesteśmy w stanie wytworzyć samodzielnie, biorąc pod uwagę, że nowych źródeł OZE potrzebujemy również do innych celów. Co więcej, Polska jest jednym z krajów UE o największym potencjale podziemnego magazynowania wodoru w kawernach solnych, co czyniłoby z nas atrakcyjny kraj tranzytowy po drodze na przykład do Niemiec. W tym kontekście niezmiernie cieszy wpisanie na 6. listę PCI projektu „Nordic-Baltic Hydrogen Corridor”, łączącego Finlandię z Niemcami, m.in. przez Polskę, gazociągiem lądowym.

Jesteśmy trzecim producentem wodoru w Unii Europejskiej, produkujemy rocznie ponad milion ton głównie szarego wodoru. Jak zwiększyć udział wodoru niskoemisyjnego w strukturze tego surowca w Polsce?

Optymalny byłby wodór odnawialny, tutaj jednak mamy do pokonania co najmniej trzy przeszkody. Po pierwsze, ze względu na zapóźnienie naszej transformacji energetycznej OZE jest nam potrzebne przede wszystkim do dekarbonizacji elektroenergetyki i pytanie, czy w krótkim terminie jesteśmy w stanie wybudować dodatkowe moce OZE w ilości wystarczającej do produkcji wodoru na potrzeby naszej gospodarki. Po drugie, największy potencjał rozwoju OZE mamy na północy (*offshore* na Bałtyku), a główni potencjalni przemysłowi odbiorcy są na południu. A po trzecie, koszty produkcji wodoru odnawialnego są nadal zbyt wysokie. Wszystkie te problemy da się rozwiązać na przykład poprzez budowę sieci gazociągów wodorowych oraz wsparcie finansowe dla polskich producentów wodoru (z H2 Bank lub z KPO). A o potencjał rozwoju OZE w Polsce się nie obawiam, tylko te wszystkie elementy, tj. rozwój OZE, programy wsparcia i budowę infrastruktury, należy odpowiednio skoordynować, co jest rolą polskiego rządu.

Oczywiście, są też inne kierunki wobec wodoru odnawialnego. Najprostszym rozwiązaniem jest wychwytywanie dwutlenku węgla z istniejących instalacji produkcji wodoru z gazu ziemnego. Należy przy tym pamiętać, że aby sprostać wymaganiom unijnym dotyczącym klasyfikacji takiego wodoru jako niskoemisyjnego, konieczne jest uzyskanie bardzo wysokiego stopnia wychwytywania CO₂. Niemniej jednak cieszy niedawna nowelizacja prawa geologicz-

nego, która otwiera drogę do realizacji w Polsce projektów CCS.

Inną ciekawą opcją może być wykorzystanie energii jądrowej na przykład z wykorzystaniem tzw. małych modułowych reaktorów (SMR). Takie instalacje można by zlokalizować w pobliżu zakładów przemysłowych, unikając kosztów budowy infrastruktury do transportu wodoru. Ponadto, w przeciwieństwie do elektrolizy zasilanej z zależnych od pogody OZE, jądrowe SMR nadają się do pracy przy obciążeniu podstawowym przez 8000 lub więcej godzin rocznie przy pełnym obciążeniu, co odpowiada wymaganiom przemysłu, eliminując potrzebę stosowania kosztownych rozwiązań w zakresie magazynowania wodoru. Co więcej, ciepło odpadowe z reaktorów SMR daje możliwość stosowania elektrolizy wysokotemperaturowej, która cechuje się wyższą sprawnością.

Nie można zapominać też o innych technologiach, jak piroliza metanu czy rozwiązania z obszaru *waste-to-hydrogen*, które umożliwiają produkcję wodoru nie tylko konkurencyjnego cenowo, ale nawet z negatywnym śladem węglowym.

Jest więc z czego wybierać, jednak biorąc pod uwagę cele, jakie na polski przemysł nałożyła dyrektywa RED, w krótkim terminie priorytetem powinien być wodór odnawialny.

Jakie są największe bariery komercyjnych inwestycji wodorowych i jak można pobudzić ich finansowanie?

Trzymając się tematu wielkoskalowych inwestycji na potrzeby przemysłu, to nie da się ukryć, że mimo stale spadających kosztów produkcji wodoru niskoemisyjnego nadal główną barierą jest jego wysoki koszt. W tej sytuacji najbardziej oczywistym sposobem na pobudzenie inwestycji jest wsparcie finansowe. Trzeba jednak pamiętać o tym, że przy produkcji wodoru odnawialnego głównym kosztem są bieżące koszty energii elektrycznej i nawet 100-procentowe dofinansowanie kosztów inwestycji może być niewystarczające. Dlatego w przypadku projektów wodorowych należy skupić się przede wszystkim na instrumentach pozwalających na finansowanie kosztów operacyjnych, a nie inwestycyjnych, jak to jest w przypadku większości programów dofinansowania. Dlatego takim ważnym instrumentem dla naszego sektora jest Fundusz Innowacyjny, a wkrótce również aukcje organizowane przez tzw. H2 Bank (również w ramach wspomnianego funduszu). Oba te instrumenty pozwalają (choć na nieco innych zasadach) pozyskać wsparcie na bieżące koszty przez okres dziesięciu lat. O atrakcyjności tych instrumentów najlepiej świadczą liczby: w pierwszych dwóch konkursach w latach 2020 i 2021 do projektów wodorowych trafiło ponad 1 mld euro, z łącznie 3 mld euro budżetu. W zeszłorocznym konkursie, z budżetem 3,6 mld euro, prawie połowa projektów wybranych do wsparcia to projekty wodorowe. A kolejny konkurs, ogłoszony podczas *Hydrogen Week* 23 listopada, ma łączny budżet 4,8 mld euro, w tym 800 mln euro na aukcje H2 Bank. Miejmy nadzieję, że któremuś z polskich dużych projektów wodorowych (notabene dobrych i licznych) uda się pozyskać dofinansowanie w kolejnym konkursie.

Jeśli natomiast nie jest możliwe pozyskanie wsparcia finansowego, są inne sposoby. Przykładem jest spółka H2 *Green Steel*, która w Szwecji planuje wybudować od podstaw hutę „zielonej” stali, tj. stali produkowanej z wykorzystaniem odnawialnego wodoru jako reduktora tlenków żelaza zamiast koksu, o zdolności produkcyjnej 5 mln ton stali rocznie. Ten projekt jest cieka-

wy między innymi dlatego że inwestorami w spółce są głównie podmioty z branży motoryzacyjnej, gotowe zapłacić tzw. *green premium* za stal o zerowym śladzie węglowym, bo nawet jeśli ta stal jest o 25% droższa od konwencjonalnej, przekłada się to na niemal niezauważalny wzrost cen pojazdów, około kilkuset euro.

Jest to równocześnie ważny sygnał dla polskiej branży hutniczej. To na razie tylko jedna taka huta, ale spółka planuje już kolejną na Półwyspie Iberyjskim, a producenci stali w zachodniej Europie również mają ambitne plany dotyczące wykorzystania wodoru w hutnictwie. Z każdą kolejną tego rodzaju inwestycją rynek dla konwencjonalnych producentów będzie się pogarszał i powinniśmy poważnie zastanowić się nad długoterminową strategią zapewniania konkurencyjności polskiego hutnictwa. Tutaj wracamy do wspomnianej wcześniej konieczności koordynacji na szczeblu rządowym rozwoju OZE, infrastruktury dostaw wodoru itp.

Odpowiedź na to pytanie nie byłaby kompletna bez wspomnienia również o roli samorządów we wspieraniu inwestycji wodorowych. Dotychczas mówiłem głównie o wielkoskalowej produkcji na potrzeby przemysłu. Nie można jednak zapominać o projektach lokalnych i tzw. dolinach wodorowych. Przykładem są technologie z grupy *waste-to-hydrogen*, umożliwiające produkcję wodoru z odpadów – zaczynając od zmieszanych odpadów komunalnych, poprzez nierecyklingowalne odpady z tworzyw sztucznych, po odpady rolnicze. Samorządy odpowiadające za gospodarkę odpadami są odpowiedzialne również za transport publiczny, ogrzewanie budynków komunalnych itp. Dlatego więc zamiast ponosić coraz większe opłaty za składo-

wanie odpadów nie wykorzystywać ich do produkcji paliwa dla floty miejskich autobusów? Z naszych analiz wynika, że koszty produkcji wodoru z odpadów są bardzo konkurencyjne – przy produkcji lokalnej, bez konieczności drogiego transportu wodoru – nawet wobec paliw kopalnych. Do rozwoju tych projektów często potrzebne jest nie tyle wsparcie finansowe, ale wizja i determinacja samorządu lokalnego.

Jakie wskazówki chciałby pan przekazać działającej przy IGG Grupie Ekspertów ds. Wodoru?

Znając skład grupy, czuję się nieco skrupowany takim pytaniem, ale jeśli mógłbym skierować uwagę na jedną rzecz – szczególnie ważną dla sektora gazowniczego – to byłyby to rozpoczynające się prace nad aktem delegowanym do nowej dyrektywy gazowej, który będzie zawierał szczegółowe zasady określenia śladu węglowego paliw niskoemisyjnych, w tym niskoemisyjnego wodoru. Na pierwszy rzut oka może wydawać się to mało ekscytujący temat, ale te szczegóły w dużej mierze zdecydują o przyszłości (nie tylko w Polsce) produkcji wodoru niskoemisyjnego z gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę nieco techniczny charakter tematu oraz fakt, że (prawdopodobnie) będziemy mieli nowy rząd, który być może będzie potrzebował nieco czasu, aby okrzepnąć, rola takich grup eksperckich w najbliższych miesiącach może być kluczowa.

Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiała
Julita Wróbel-Siemieniuk

ORLEN zbuduje infrastrukturę do przeładunku i transportu CO₂

Agnieszka Baran, Hubert Ficek

Grupa ORLEN jako pierwszy koncern energetyczny w Europie Środkowej zadeklarowała osiągnięcie neutralności emisyjnej netto do 2050 roku. Zgodnie ze strategią do 2030 roku emisje CO₂ w segmentach rafineryjnym, petrochemicznym i wydobywczym zostaną zredukowane o 25% (względem wartości z 2019 roku). Dodatkowo, o 40% zredukowana zostanie intensywność emisji CO₂ w energetyce, a łącznie o 15% zmniejszony zostanie współczynnik intensywności emisji NCI (*Net Carbon Intensity*), odnoszący się do wszystkich produktów energetycznych sprzedawanych przez Grupę ORLEN w całym cyklu życia.

Strategia Grupy ORLEN przewiduje, że do 2030 roku koncern będzie miał możliwość magazynowania lub zagospodarowania 3 mln ton dwutlenku węgla rocznie. Potencjał ten zostanie wykorzystany do zmniejszenia własnych emisji oraz świadczenia usług zarządzania dwutlenkiem węgla (ang. *carbon management*) na rzecz podmiotów zewnętrznych. Wychwył i magazynowanie (*Carbon Capture and Storage – CCS*) lub zagospodarowanie CO₂ (*Carbon Capture and Utilization – CCU*) to jedno z rozwiązań, które pozwoli Grupie ORLEN ograniczyć emisje związane z działalnością rafineryjną, petrochemiczną i wydobywczą do końca 2030 roku.

Z oferowanej przez ORLEN usługi zarządzania dwutlenkiem węgla będą mogły korzystać przede wszystkim branże będące dużymi emitentami CO₂,

jednak ze względów technologicznych mają ograniczone możliwości redukcji śladu węglowego (tzw. *hard to abate emissions*). Są to m.in. cementownie, hutnictwo i przemysł chemiczny, zwłaszcza nawozowy. Dla firm z tych branż możliwość magazynowania CO₂ może być najbardziej efektywnym sposobem na ograniczenie emisji, a tym samym na zmniejszenie kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Grupa ORLEN podjęła działania w zakresie wdrażania CCS na rynku krajowym i zagranicznym. Jedną z takich inicjatyw jest realizacja projektu ECO2CEE. Celem tego zadania jest zbudowanie infrastruktury do przeładunku i transportu CO₂ w Polsce, czego kluczowym elementem jest budowa terminalu, który będzie odpowiadał za przeładunek CO₂ transportowanego od emitentów dwutlenku węgla (zakładów produkcyjnych) do docelowych miejsc sekwestracji. Projekt został włączony na 5. listę projektów wspólnego zainteresowania (*Projects of Common Interest – PCI*) Unii Europejskiej oraz zgłoszony do programu CEF-*Energy Studies*, z którego może pozyskać dofinansowanie na przygotowanie dokumentacji. Projekt ECO2CEE jest realizowany wspólnie z partnerami – Lafarge Cement i Air Liquide Polska.

Agnieszka Baran, dyrektor Programu CCS, ORLEN S.A.
Hubert Ficek, kierownik Działu Planowania i Koordynacji Programu CCS, ORLEN S.A.

POLSKI EKOSYSTEM INNOW

BURSZYNOWA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Gdynia. **Specjalizacja:** wdrożenie pełnego ekosystemu wodorowego w województwie pomorskim, począwszy od produkcji zeroemisyjnego wodoru z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, poprzez jego magazynowanie, dystrybucję i wykorzystanie w transporcie i przemyśle, a w przyszłości również w energetyce.

ZACHODNIOPOMORSKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Szczecin. **Obszar działania:** województwo zachodniopomorskie, Szczecin, Police, Wałcz.
Specjalizacje: produkcja zielonego amoniaku, budowa i wykorzystanie infrastruktury do importu amoniaku przez terminal amoniakalny, przemysł chemiczny i transport morski.

WIELKOPOLSKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Poznań. **Obszar działania:** województwo wielkopolskie, Śrem, Piła, Konin oraz Poznań.
Produkcja wodoru: około 10 MW mocy elektrolizerów.
Specjalizacje: wodór w mieszkalnictwie i transporcie lotniczym, wodorowy transport publiczny, energetyka, produkcja czystego wodoru, produkcja autobusów.

DOLNOŚLĄSKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Wrocław. **Obszar działania:** województwa dolnośląskie, opolskie, południowa część województwa lubuskiego, południowa część województwa wielkopolskiego, Wałbrzych, Zgorzelec, Kędzierzyn Koźle, Głogów, aglomeracja wrocławska. Produkcja wodoru: 1700 tH₂ rocznie. **Specjalizacje:** magazynowanie wodoru, trigeneracja wodorowa, przemysł chemiczny i hutniczy, zielona miedź, wodór w sieciach gazowych, w transporcie publicznym, w logistyce, w transporcie rzeczonym, barki wodorowe, Odrańska Droga Wodna, agrofotowoltaika, wodorowe maszyny rolnicze, rozwój ekosystemu innowacji technologii wodorowych na pograniczu polsko-czesko-niemieckim.

ŚLĄSKO-MĄPOLSKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Katowice. **Obszar działania:** województwa śląskie i małopolskie, Gómośląsko-Zagłębiowska Metropolia, Kraków.
Produkcja wodoru: 350 tH₂ rocznie wodoru niskoemisyjnego.
Specjalizacje: zielony glikol, zielona stal, produkcja niskoemisyjnego wodoru, dekarbonizacja transportu publicznego.



WYKONANIE PLANU DOLIN WODOROWYCH

PODKARPACKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Gdańsk. **Obszar działania:** województwo pomorskie, Gdynia, Gdańsk, Wejherowo. **Specjalizacje:** produkcja wodoru w transporcie publicznym, magazynowanie wodoru, produkcja czystego wodoru z energii z *offshore*, produkcja elektrolizerów.



ROLNICZA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Białystok. **Specjalizacja:** prowadzenie projektów badawczych w zakresie zastosowań technologii i maszyn zasilanych wodorem w polskim i europejskim rolnictwie. Do realizacji tego planu potrzeba także zaangażowania lokalnych producentów rolnych oraz działań o charakterze edukacyjnym.

MAZOWIECKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Płock. **Obszar działania:** północna część województwa mazowieckiego, województwo kujawsko-pomorskie, Płock, Włocławek, Ostrołęka. **Produkcja wodoru:** 90 MW mocy elektrolizerów. **Specjalizacje:** produkcja paliw syntetycznych, przemysł petrochemiczny, wychwyt CO₂, przemysł chemiczny, transport rzeczny, wodoru w transporcie publicznym, produkcja autobusów wodorowych, wykorzystanie lokomotywy wodorowej w przemyśle, trailery wodorowe.

LUBELSKI KLASTER WODOROWY

Siedziba: Puławy. **Obszar działania:** województwo lubelskie, Lublin, Puławy. **Specjalizacje:** produkcja zielonego wodoru na potrzeby przemysłu chemicznego, produkcja autobusów wodorowych, wykorzystanie wodoru w transporcie publicznym.

CENTRALNA DOLINA WODOROWA IM. BRACI ŁASZCZYŃSKICH

Siedziba: Kielce. **Obszar działania:** województwa świętokrzyskie, łódzkie, północna część podkarpackiego, Tamobrzeg, Stalowa Wola i południowa część mazowieckiego, Radom, Kozienice. **Produkcja wodoru:** do 250 MW mocy elektrolizerów. **Specjalizacje:** produkcja czystego wodoru, dekarbonizacja logistyki, energetyka, transport publiczny, transport kolejowy, produkcja wodoru z energii jądrowej

PODKARPACKA DOLINA WODOROWA

Siedziba: Rzeszów. **Obszar działania:** województwo podkarpackie, Sanok, Rzeszów, Dolina Lotnicza Mielec. **Produkcja wodoru:** elektrolizer 5 MW. **Specjalizacje:** produkcja zeroemisyjnego wodoru, wodoru w ciepłownictwie i energetyce, autobusy wodorowe, wodoru w transporcie publicznym.

Flota nowoczesnych gazowców wzmacnia bezpieczeństwo dostaw gazu do polskich odbiorców

Stanisław Krakowski

Realizowane w ostatnich latach działania na rzecz dywersyfikacji importu błękitnego paliwa, między innymi z wykorzystaniem dostaw skroplonego gazu ziemnego (LNG), umożliwiły całkowitą rezygnację z rosyjskiego surowca w niezwykle trudnym okresie kryzysu energetycznego. Aby jeszcze bardziej zwiększyć pewność i stabilność dostaw LNG do Polski Grupa ORLEN systematycznie rozwija flotę statków do przewozu tego paliwa.

Nowe statki we flocie Grupy ORLEN

W październiku br. w stoczni Hyundai Samho Heavy Industries w koreańskim Mokpo odbyła się uroczystość nadania imion kolejnym dwóm statkom z budowanej floty ORLEN. Nowe gazowce otrzymały imiona: Święta Barbara (Saint Barbara) – na cześć patronki górników, naftowców i gazowników, oraz Ignacy Łukasiewicz – w hołdzie pionierowi światowego przemysłu naftowego, wybitnemu wynalazcy, przemysłowcowi i działaczowi niepodległościowemu. Morską służbę rozpoczną one jeszcze w 2023 roku, zwiększając możliwości koncernu w zakresie dostaw skroplonego gazu ziemnego i umacniając pozycję koncernu na globalnym rynku LNG.

Od 2023 roku dostawy LNG drogą morską realizują już dwa wcześniej wybudowane gazowce floty ORLEN – Lech Kaczyński i Grażyna Gęsicka. Docelowo flota Grupy ORLEN liczyć będzie 8 jednostek. Pojemność każdego statku wynosi około 70 tys. ton LNG, co odpowiada około 100 mln m sześć. gazu ziemnego w stanie lotnym. Rozmiar gazowców został tak dobrany, aby jednostki mogły wpływać do prawie każdego terminalu LNG na świecie. Wszystkie wyposażono w rozwiązania zwiększające ich efektywność energetyczną i ograniczające wpływ na środowisko naturalne.

Statki zostały wybudowane przez południowokoreańską stocznię Hyundai Samho Heavy Industries, należącą do grupy

HD Hyundai Heavy Industries, obecnie największej na świecie firmy zajmującej się budową statków do transportu LNG. Użytkowane będą na podstawie długoterminowej umowy czarteru z armatorem Knutsen OAS Shipping, a wykorzystywane zarówno do realizacji umów długoterminowych, jak i kontraktów spotowych w formule *free-on-board* (FOB), zgodnie z którą za odbiór i transport ładunku odpowiada kupujący, czyli Grupa ORLEN.

Zaawansowane technologie i dbałość o środowisko

Statki we flocie ORLEN są bardzo zaawansowane technologicznie i spełniają najwyższe normy związane z bezpieczeństwem oraz minimalizowaniem wpływu na środowisko naturalne. Dokonuje się to poprzez redukcję emisji CO₂ i ograniczenie zużycia paliwa. Statki wyposażone są w zoptymalizowany system napędowy dla szerokiego zakresu prędkości, co ma kluczowe znaczenie dla obniżenia zużycia paliwa i poprawy efektywności energetycznej. Dzięki zaawansowanym technologiom izolacyjnym straty paliwa utrzymywane są na minimalnym poziomie. Zaprojektowany optymalny kształt kadłuba statku przynosi znaczące korzyści w zakresie oszczędności paliwa i emisji CO₂, zwłaszcza przy prędkościach najczęściej spotykanych na trasach transoceanicznych. Ponadto, statki wyposażone są w skuteczne systemy zarządzania energią, zmniejszające jej zużycie i zapewniające efektywne wykorzystanie dostępnej mocy.

Jednostki wyposażono także w instalacje do ponownego skraplania gazu. Podczas rejsu część ładunku ulega naturalnemu odparowaniu. Rozwiązanie zastosowane w statkach Grupy ORLEN umożliwia jego ponowne skroplenie, co oznacza nie tylko oszczędność, ale również większą dbałość o środowisko naturalne, ze względu na brak konieczności spalania tego gazu, jak to było w przypadku starszych jednostek. Odparowany gaz może zostać użyty jako paliwo do silników statku lub do produkcji energii elektrycznej w trakcie rejsu. Wykorzystanie niskiemisyjnego gazu ziemnego jako paliwa znacznie redukuje ślad węglowy tych jednostek w porównaniu ze statkami napędzonymi typowymi paliwami wykorzystywanymi w ciężkim transporcie morskim.



Gazowiec Lech Kaczyński.

Wzrost popytu na dostawy LNG na rynku europejskim

Wybuch wojny w Ukrainie oraz zaprzestanie dostaw do Europy gazu z kierunku wschodniego sprawiły, że popyt na LNG w tej części świata znacznie wzrósł. Tylko w pierwszym półroczu 2022 roku import skroplonego gazu ziemnego do krajów Unii Europejskiej wyniósł 54,6 mld m sześć., podczas gdy w analogicznym okresie 2021 roku było to 34,3 mld m sześć. Trend wzrostowy utrzymuje się również w tym roku. Dostawy skroplonego gazu do UE w pierwszym półroczu 2023 roku wyniosły 61,3 mld m sześć. Wysokie zapotrzebowanie na LNG przełożyło się na mniejszą dostępność gazowców na rynku oraz wzrost kosztów transportu. Dlatego przewagę zyskują podmioty, które – tak jak Grupa ORLEN – dysponują własnym zapleczem transportowym.

Dostawy LNG dla Grupy ORLEN to jeden z filarów strategii dywersyfikacji kierunków i źródeł pozyskiwania błękitnego paliwa dla Polski. Udział surowca dostarczanego drogą morską w imporcie koncernu systematycznie rośnie. W 2021 roku wynosił on zaledwie 24 proc., przy wolumenie sięgającym 3,94 mld m. sześć. Rok później LNG stanowiło już 43 proc. całego importu, a jego wolumen wyniósł około 6 mld m sześć. Własne statki do przewozu LNG poszerzają możliwości logistyczne Grupy ORLEN, a tym samym wzmacniają pewność dostaw, z jednoczesnym obniżeniem kosztów transportu.

Koncern odbiera LNG przede wszystkim w terminale LNG w Świnoujściu. Od początku jego działania odebrano już ponad 260 dostaw o wolumenie wynoszącym około 20 mln ton LNG. Najwięcej ładunków przypłynęło z USA oraz z Kataru. Dostawy do Polski docierały także z Norwegii, Nigerii, Trynidadu i Tobago, Egiptu oraz Gwinei Równikowej. Od maja 2022 roku ORLEN korzysta także z terminalu w Kłajpedzie na Litwie. Dla Grupy ORLEN dostarczono tu dotychczas 10 ładunków o łącznym wolumenie prawie 655 tys. ton skroplonego gazu ziemnego. Po regazyfikacji surowiec trafia do Polski gazociągami Polska–Litwa.

ORLEN wciąż poszerza możliwości odbioru skroplonego gazu w krajowych terminalach. W sierpniu tego roku koncern zawarł ze spółką GAZ–SYSTEM umowę na rezerwację zdolności regazyfikacyjnych w pływającym terminalu FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*), który powstaje w Zatoce Gdańskiej. Rozwój infrastruktury pozwoli w przyszłości zwiększyć liczbę dostaw skroplonego gazu ziemnego odbieranych przez Grupę ORLEN nawet o 58 w skali roku. Uruchomienie jednostki, zgodnie z zapowiedziami GAZ–SYSTEM, planowane jest na 2028 rok.

Cel – bezpieczeństwo energetyczne

Dostawy LNG drogą morską są równie ważne jak dostawy poprzez gazociągi tranzytowe. Są one jednak bardziej elastyczne i dzięki nim szybciej można reagować na zmieniającą się sytuację na rynku. Możliwość zakupu paliwa z dowolnego miejsca na świecie na różnych warunkach cenowych, którą oferuje sektor LNG, to atrakcyjna perspektywa. Zamówiony ładunek musi jednak zostać



Uroczystość nadania imion gazowcom Święta Barbara i Ignacy Łukasiewicz.

przetransportowany do kraju przeznaczenia wyspecjalizowaną jednostką. Mimo że liczba gazowców rośnie, nadal jest ich mniej w stosunku do potrzeb rynku. W tej konkurencji przewagę zyskują podmioty dysponujące własnym zapleczem transportowym i właśnie dlatego Grupa ORLEN rozwija własną flotę gazowców.

Gazowce będą użytkowane przez Grupę ORLEN na podstawie 10-letniej umowy czarteru, podpisanej z armatorami – norweską spółką Knutsen OAS Shipping oraz greckim Maran Gas Maritime. Flota obsługuje kontrakty długoterminowe koncernu na dostawy gazu ze Stanów Zjednoczonych, będzie też wykorzystywana do przewożenia ładunków zakupionych na rynku spotowym.

Silniejsza pozycja rynkowa

Dysponowanie własną flotą nowoczesnych gazowców oprócz zapewnienia przewagi nad innymi uczestnikami rynku otwiera możliwości większego zaangażowania się koncernu w globalny obrót gazem ziemnym. Dotychczasowe operacje handlowe Grupy ORLEN – a poprzednio PGNiG, odpowiadającego za import LNG do Polski – opierały się na transporcie organizowanym przez sprzedającego. Koordynacja całego procesu oraz pochodzący z wykonania usługi transportowej zysk pozostawały po stronie dostawcy.

Od 2022 roku, kiedy koncern multienergetyczny rozpoczął korzystanie z jednostek wycarterowanych na mocy umów średnioterminowych, a także w coraz większym stopniu wchodzących w skład budowanej na jego potrzeby floty, sytuacja uległa zmianie. Obecnie Grupa ORLEN może pełnić rolę zarówno kupującego, jak i sprzedającego. Decydować o tym, czy dany ładunek popłynie do Polski w celu wypełnienia krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny, czy w momentach nadwyżki do innego portu na świecie w ramach działalności handlowej.

Dysponowanie flotą wspiera skuteczną realizację zobowiązań koncernu związanych z bezpieczeństwem dostaw paliwa do odbiorców. Umożliwia również wykorzystanie przewagi w obszarze dostaw LNG do budowania silnej pozycji rynkowej Grupy ORLEN.

Stanisław Krakowski, dyrektor Departamentu Komunikacji i Marketingu, Oddział Centralny PGNiG w Warszawie, ORLEN S.A.

Obrót gazem ziemnym – nowoczesny model działania na tradycyjnym rynku

Jacek Brzozowski

Sektor sprzedaży gazu w Polsce w ostatnich latach przeszedł znaczące zmiany związane z unowocześnianiem modelu działania. Z perspektywy klienta nie da się jednoznacznie określić przełomowych momentów. Ich istotną przyczyną były głównie procesy modernizacyjne, którym podlega cała gospodarka. Oczywistym priorytetem dla PGNiG Obrót Detaliczny (PGNiG OD), zwłaszcza w okresie kryzysu na hurtowych rynkach gazu, było zapewnienie nieprzerwanych dostaw paliwa gazowego dla odbiorców. Równocześnie jednak spółka konsekwentnie finalizowała zapoczątkowane kilka lat wcześniej projekty, mające pozwolić na spełnienie obowiązujących i nieustannie rosnących standardów dotyczących jakości obsługi, efektywności operacyjnej, doboru portfolio produktów, relacji z interesariuszami zewnętrznymi czy minimalizacji wpływu na środowisko.

Mijające dwa lata to okres, kiedy liczba i dynamika nowych, nieprzewidywalnych czynników zewnętrznych na rynku obrotu gazem ziemnym osiągnęły nienotowane wcześniej rozmiary. Poprzeczkę stawianych uczestnikom rynku wymagań w naturalny sposób podnosił fakt, że gaz ziemny to produkt zaspokajający podstawowe potrzeby bytowe społeczeństwa i gospodarki. Te bieżące wyzwania nie zahamowały jednak strategicznej transformacji zorientowanej na klienta, realizowanej przez PGNiG OD, lidera rynku gazu, obsługującego

7,3 mln odbiorców. Wyzwania związane z nowymi modelami konsumpcji i wytwarzania energii, postępem technologicznym, digitalizacją, nowymi paliwami, takimi jak na przykład wodór, normami środowiskowymi czy przenikaniem się technologii sprawiają, że sektor, powszechnie uważany za stabilny i odporny na zmiany, znajduje się w trakcie nieustannej ewolucji. Odpowiedzią na nią była realizowana w PGNiG OD transformacja strategiczna – rozumiana jako trwałe ulepszenie modelu działania firmy we wszystkich jego obszarach.

Digitalizacja – praktyczne zastosowanie i wartość dodana dla klienta

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku, spółka zdefiniowała sprawność operacyjną jako nadrzędny kierunek dla przebudowy relacji z odbiorcami. Oznaczało to koncentrację na trwałym ulepszaniu modelu działania firmy we wszystkich jego obszarach, ale przede wszystkim konieczność nadrobienia zapóźnienia w sferze digitalizacji. Przygotowując i wdrażając strategię digitalizacji firm z obszaru *utilities*, należy pamiętać, że sektor ten historycznie pozostawał i pozostaje w tyle za wieloma innymi sektorami gospodarki. Nie jest to cecha wyłącznie polska, ale ogólnosiwiatowa. W tym aspekcie od zawsze najważniejsza dla spółki była modernizacja obsługi, bo to przede wszystkim rynek weryfikuje przygotowanie organizacji. Ta modernizacja to środowisko i narzędzia zarówno w obszarze *front-office*, jak i *back-office*. W pierwszym obszarze oznaczało to wdrożenie i ciągły rozwój elektronicznego biura obsługi i aplikacji mobilnej, z których korzysta łącznie ponad



3,6 mln użytkowników. Natomiast w drugim to między innymi trwające kilka lat, największe tego typu w Polsce wdrożenie nowego systemu billingowego. To podstawowe filary strategii digitalizacyjnej, które umożliwią nam dostosowanie się do nowego, cyfrowego ekosystemu relacji z klientami, zaadaptowanego do obsługi oferty multiproductowej.

Nowa oferta produktowa jako odpowiedź na oczekiwania rynku

Rozwój oferty w PGNiG OD to naturalna ścieżka ewolucji dla lidera rynku gazu, której celem jest dywersyfikacja biznesu i generowanie dodatkowych źródeł przychodów. Coraz bardziej zyskuje jednak na znaczeniu cel, jakim jest uzupełnienie portfolio produktowego o rozwiązania alternatywne, w tym wykorzystujące odnawialne źródła energii. To sprawia, że z dostawcy oferującego wyłącznie paliwo gazowe spółka przekształca się w takiego, który chce kompleksowo zaspokajać potrzeby energetyczne odbiorców. Dużym sukcesem okazały się usługi w obszarze wsparcia gospodarstw domowych, obejmujące m.in. pomoc serwisową dotyczącą urządzeń grzewczych i gazowych, a także pakiety medyczne, ubezpieczeniowe czy pomocy prawnej. Skorzystało z nich łącznie ponad 700 tysięcy klientów. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom odbiorców, spółka realizuje sprzedaż własną kondensacyjnych kotłów gazowych. W ramach oferty partnerskiej prowadzi też sprzedaż rozwiązań z zakresu odnawialnych źródeł energii, w tym instalacji fotowoltaicznych i pomp ciepła. W obszarze efektywności energetycznej uruchomiona została szeroka paleta usług dla biznesu, obejmująca audyty energetyczne przedsiębiorstwa, audyty efektywności energetycznej, doradztwo energetyczne czy analizę śladu węglowego. W ostatnim czasie spółka coraz silniej stawia na sprzedaż rozwiązań i urządzeń zarówno komplementarnych do oferty gazowej, jak i wykorzystujących odnawialne źródła energii. To podejście zgodne z zasadami zrównoważonego rozwoju oraz dywersyfikacji źródeł energii. To także odpowiedź na wyzwania wynikające ze zmian klimatycznych i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego.

Program modernizacji biur obsługi klienta

Istotnym elementem działania spółki pozostaje stacjonarna sieć sprzedaży i obsługi klienta. W 2018 roku, w celu poprawy jego walorów funkcjonalnych oraz podniesienia standardów obsługi, uruchomiono ogólnopolski program modernizacji biur obsługi klienta. Obejmował on także relokację biur i uruchamianie nowych placówek, między innymi w centrach handlowych. Dotychczas spółka zmodernizowała 87 biur w całym kraju. Elementem projektu była rewitalizacja wyjątkowego BOK-u w historycznych wnętrzach gazowni na warszawskiej Woli. Oprócz korzyści wizerunkowych i poprawy standardów obsługi program przyniósł korzyści w obszarze poprawy ergonomii i organizacji stanowisk pracy, optymalnego wykorzystania dostępnych powierzchni, a także dostosowania biur do obowiązujących przepisów i regulacji.



Firma odpowiedzialna społecznie

PGNiG OD jest spółką o specyficznym znaczeniu dla gospodarki. Dlatego spółka zawsze miała na uwadze łączenie interesów ekonomicznych przedsiębiorstwa z działaniami prospołecznymi. Wśród istotnych inicjatyw z tego obszaru wymienić można wsparcie działań na rzecz walki ze szkodliwymi zanieczyszczeniami powietrza, wsparcie instytucji administracji państwa w czasie pandemii, przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu, programy dofinansowania do wymiany urządzeń czy wspieranie społeczności lokalnych. Realizując inicjatywy w powyższych obszarach, spółka dowodziła istotnej dbałości o oczekiwania interesariuszy społecznych i interes publiczny.

Przedsiębiorstwo nowoczesne – odpowiedź na wyzwania przyszłości

Istnieją różne teorie i przykłady praktyczne, w jakim kierunku postępować będą zmiany w sektorze paliwowo-energetycznym w perspektywie lat/dekad. Każdy scenariusz uwzględnia wykorzystywanie potencjału innych technologii źródeł energii, których rola, jako uzupełnienie dla rozwiązań opartych na gazie ziemnym, będzie rosła. Stale mamy do czynienia z rosnącą świadomością klientów – koszty energii są stałą i znaczącą pozycją w budżetach, energia w różnej postaci jest krytycznym zasobem dla procesów produkcyjnych. Na to wszystko nakładają się megatrendy technologiczne, takie jak rozwój big data czy zastosowań sztucznej inteligencji, których konsekwencje dla branży wciąż nie są w pełni rozpoznane. Tylko przedsiębiorstwa, które będą umiały w pełni wykorzystać te technologie dla dalszego usprawniania modelu biznesowego będą mogły ze spokojem patrzeć w przyszłość.

Jacek Brzozowski, dyrektor Biura Transformacji Biznesu, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.



Zagraniczni OSD wraz z PSG o planach zazielenienia sieci gazowej

Grzegorz Cendrowski

Z okazji 10. rocznicy istnienia PSG zorganizowana została w Warszawie konferencja „10 lat z energią w nowe jutro”. W jej ramach odbył się panel dyskusyjny pn. „Rola firm dystrybuujących gaz w procesie transformacji energetycznej krajów europejskich”, w którym udział wzięli przedstawiciele OSD z zagranicy.

W panelu uczestniczyli przedstawiciele kadry menedżerskiej z kilku zagranicznych OSD:

- Gas Networks Ireland – największego gazowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, będącego równocześnie Operatorem Systemu Przesyłowego w Irlandii,
- Evidy – największego gazowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego w Danii,
- GRDF – największego gazowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego we Francji,
- SPP Distribucia – największego gazowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego w Słowacji,
- Cadentu – największego gazowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego w Anglii i Walii,
- Italgas-Reti – największego gazowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego we Włoszech.

Stanowisko polskiego OSD w panelu reprezentował Ireneusz Krupa, członek zarządu ds. rozwoju i inwestycji PSG.

Ponadto, w panelu oraz w całym wydarzeniu wzięli udział przewodniczący i sekretarz generalny Marcogazu, technicznej organizacji reprezentującej sektor gazowy w Europie z siedzibą w Brukseli. PSG jest członkiem Marcogazu od końca 2020 roku.

10. rocznica PSG przypadła w okresie, kiedy w Unii Europejskiej projektowane są i przyjmowane kolejne regulacje unijne oddziałujące na rynek gazu w poszczególnych państwach członkowskich. Tym samym w ramach wydarzenia zorganizowanego przez polskiego OSD powstała płaszczyzna do rozmów na temat planów i działań podejmowanych przez operatorów w obszarze dekarbonizacji systemu gazowego. Nie zabrakło też rozmów na temat roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej.

Przedstawione przez operatorów strategie i wizje rozwoju, będące próbą sprostania ambitnym celom klima-

tycznym i energetycznym UE, koncentrowały się przede wszystkim na zagadnieniach dotyczących zazieleniania sieci gazowych. Poruszono również kwestię wpływu projektowanych regulacji unijnych, zwłaszcza pakietu *Fit for 55*, rozporządzenia metanowego oraz pakietu dekarbonizacyjnego i wodorowego na przyszłość sektora dystrybucji gazu. Panel był próbą odpowiedzi na pytanie, czy istniejące oraz możliwe nowe wymagania regulacyjne należy postrzegać w kategorii ryzyka czy szansy dla dalszego rozwoju operatorów gazowych.

W wypowiedziach większości panelistów dominował wątek dotyczący zatłaczania biometanu do sieci gazowej jako najprostszego technicznie do wdrożenia metody zazieleniania sieci gazowej. W tym obszarze szczególnie istotne było stanowisko operatora francuskiego, GRDF, który od kilku lat efektywnie realizuje plan dekarbonizacji swojej sieci z wykorzystaniem biometanu i obecnie może pochwalić się 516 biometanowniami przyłączonymi do sieci gazowej. Działania podejmowane przez GRDF stanowią część zielonego planu spółki, nazwanego trzecią rewolucją gazową, która ma prowadzić do stopniowego zastępowania gazu ziemnego paliwami zdekarbonizowanymi.

Ważne stanowisko odnośnie do wodoru zaprezentował przedstawiciel brytyjskiego OSD, Cadentu. W swojej wypowiedzi wskazał na główne założenia rewolucji wodorowej oraz jej możliwego wpływu na działalność operatora. Cadent w tym zakresie może pochwalić się konkretnymi projektami wodorowymi dotyczącymi zatłaczania wodoru do sieci gazowej, w ramach których spółka weryfikowała oddziaływanie mieszaniny wodoru i gazu ziemnego na sieć gazową. Przedstawiciel Cadent poruszył istotny aspekt transformacji, czyli efektywność kosztową nowych rozwiązań oraz konieczność integracji segmentów wytwa-

rzania, transportu i zużycia wodoru jako czynnika sukcesu w przejściu na gospodarkę wodorową.

Najbardziej zielony model dekarbonizacji systemu gazowego zaprezentowała przedstawicielka duńskiego operatora, Evidy. W swoich ambitnych planach, spójnych ze strategią duńskiego rządu, Evida dąży w długoterminowej perspektywie do zastąpienia dystrybucji gazu ziemnego w pełni gazami zielonymi. Ten cel ma zostać osiągnięty przede wszystkim poprzez szerokie wykorzystanie biometanu. Równocześnie wspomniano o ambicjach Evidy w zakresie transportu zielonego wodoru oraz transportu dwutlenku węgla. Do przesyłu CO₂ w swoich wypowiedziach nawiązywał również przedstawiciel Cadentu.

Reprezentant Słowackiego Operatora SPP Distribucia wskazał na możliwe zagrożenia i wyzwania, które mogą powstać dla operatorów gazowych z chwilą uchwalenia tego aktu prawnego przez ustawodawcę unijnego. Natomiast przedstawiciel włoskiego Italgas-Reti akcentował ogromne znaczenie digitalizacji w procesie transformacji energetycznej jako narzędzia umożliwiającego rozpoczęcie i efektywne przeprowadzenie tego procesu. W trakcie dyskusji pojawiły się również odwołania do ostatniego forum w Madrycie i wniosków, jakie przyniosło w zakresie infrastruktury gazowej, zwłaszcza jej dostosowania do transportu gazów odnawialnych.

Panel był okazją do omówienia różnych modeli zielonej transformacji i stopniowej dekarbonizacji sieci gazowych. W zależności od specyficznych uwarunkowań danego kraju transformacja będzie oparta na paliwach zielonych lub wciąż będzie wykorzystywany gaz ziemny. Niezależnie od ambicji danego operatora akcentowano potrzebę istnienia i rozwoju sieci gazowych, odpowiednich do dystrybucji gazów zdekarbonizowanych.

PSG i GRDF razem dla zazielenienia gazu

Grzegorz Cendrowski

Podczas uroczystej konferencji z okazji jubileuszu 10-lecia Polskiej Spółki Gazownictwa największy operator systemu dystrybucyjnego gazu w Polsce podpisał porozumienie o współpracy ze swoim francuskim odpowiednikiem, największym gazowym dystrybutorem we Francji – Gaz Réseau Distribution France (GRDF). W wydarzeniu udział wzięli prezesi obu spółek – Robert Więckowski i Laurence Poirier-Dietz.

Duże podobieństwo polskiego i francuskiego operatora, dotyczące między innymi skali prowadzonej działalności, celów i wyzwań związanych z zieloną transformacją, sprawiło, że naturalna stała się współpraca obu firm. Pierwsze kontakty obie spółki nawiązały już w 2017 roku, gdy wizja zielonej transformacji z udziałem operatorów systemu dystrybucyjnego gazu w zakresie europejskich regulacji dopiero się rysowała.

– Wierzę, że ta współpraca i wymiana dobrych praktyk będą bardzo ważnym impulsem na drodze rozwoju obu spółek. W kolejnych miesiącach będziemy intensywnie





współpracować, aby przekształcić podpisane memorandum w konkretne działania. Kluczowe znaczenie będzie dla nas miała współpraca w zakresie nowych projektów i innowacji, szczególnie w kontekście poszukiwania synergii między gazem ziemnym a odnawialnymi źródłami energii – powiedział **Robert Więckowski**, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

GRDF, podobnie jak Polska Spółka Gazownictwa, zarządza ponad 200 tys. km sieci dystrybucyjnej. Francuski dystrybutor mocno angażuje się w rozwój transportu niskoemisyjnego, bazującego na wykorzystaniu biometanu.

– *PSG i GRDF jako dystrybutorzy nie są konkurentami, ale partnerami. Jestem pewna, że możemy wiele się od siebie nauczyć, dzieląc się naszym doświadczeniem. Zidentyfikowaliśmy już priorytetowe tematy, w których będziemy współpracować. Są to między innymi ułatwienie i przyspieszenie zatlaczania do naszych sieci coraz większej ilości gazów odnawialnych, a także wdrażanie innowacji, takich jak inteligentne gazomierze* – powiedziała **Laurence Poirier-Dietz**, prezes zarządu GRDF.



Pracownicy obu spółek mieli już okazję dzielić się wiedzą i doświadczeniami podczas roboczych spotkań odbywających się w Polsce i we Francji. W ubiegłym roku na zaproszenie GRDF przedstawiciele Polskiej Spółki Gazownictwa uczestniczyli w warsztatach dotyczących budowania i rozwoju rynku biometanu oraz *smart metering*. Od ponad roku obydwaj operatorzy podejmują również wspólne wysiłki na rzecz złagodzenia przepisów rozporządzenia metanowego.

PSG przygotowuje się do dystrybucji wodoru

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa uruchomiła w Mławie projekt badawczo-rozwojowy, którego celem jest analiza wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na istniejącą sieć gazową PSG. W jego inauguracji uczestniczyli m.in. **Maciej Małecki**, sekretarz stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych, i **Robert Więckowski**, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

– *Polska Spółka Gazownictwa dzięki temu projektowi włącza się zarówno w realizację inwestycji strategicznych dla naszej gospodarki, jak i w utrzymywanie wiodącej roli Grupy Kapitałowej ORLEN na rynku paliwo-energetycznym. Wodór ma bowiem coraz większe znaczenie w miksie energetycznym naszego kraju i za kilka lat może okazać się paliwem kluczowym dla rynku energetycznego*

– *powiedział Maciej Małecki. Coraz częściej uważa się, że wykorzystanie wodoru do celów energetycznych może upowszechnić się już za kilkanaście lat. W efekcie globalne zużycie wodoru do 2050 roku ma wzrosnąć trzy-, a nawet czterokrotnie.*

– *Polska Spółka Gazownictwa jest nowoczesnym przedsiębiorstwem, korzystającym z najnowszych technologii,*

dlatego chcemy być gotowi na wodór w naszych sieciach. Jednym ze stojących przed nami wyzwań jest dostosowanie sieci gazowej do dystrybucji wodoru. Zainaugurowany dziś projekt pozwoli nam przygotować się na nadchodzące wyzwania, ponieważ naturalną konsekwencją działań prowadzonych w ramach transformacji energetycznej, wydaje się wykorzystanie naszej sieci do transportu mieszaniny wodoru – dodał prezes Robert Więckowski.

Aby odpowiednio przygotować się do tych wyzwań, Polska Spółka Gazownictwa w ramach projektu:

- wybuduje i uruchomi wyodrębnioną instalację pilotażową z elementów pozyskanych z istniejącej sieci gazowej PSG,
- przeprowadzi szczegółowe badania długotrwałego

wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na elementy sieci dystrybucyjnej, a także wybrane odbiorniki końcowe,

- wskaże komponenty krytyczne dla bezpieczeństwa i poprawnego działania eksploatowanej sieci gazowej w przypadku kontaktu z wodorem.

– Mam nadzieję, że w tym miejscu w Mławie polska nauka spotka się z polskim biznesem działającym w sektorze energetycznym. Bardzo ważne jest, abyśmy mogli korzystać z naszej technologii i polskich rozwiązań, a następnie oferować je innym krajom – podsumował Maciej Małecki.

Projekt badawczy będzie realizowany do końca 2027 roku.

PSG zakończyła kluczową inwestycję dla województwa lubuskiego

Grzegorz Cendrowski

W Gorzowie Wielkopolskim odbyło się uroczyste zakończenie budowy gazociągu Gorzów Wielkopolski–Kostrzyn nad Odrą. W wydarzeniu udział wzięli: Władysław Dajczak, wojewoda lubuski, Marian Żołyński, członek zarządu PSG ds. technicznych, oraz Krzysztof Kielec, prezes zarządu Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej.

Inwestycja jest kluczowa dla regionu zarówno jeśli chodzi o bezpieczeństwo energetyczne, jak i rozwój regionu. Dotychczas gaz dostarczany był do Gorzowa Wielkopolskiego tylko z jednego kierunku. Aby uniknąć skutków ewentualnych przerw w dostawach, PSG podjęło się realizacji tej inwestycji. W 2020 roku spółka zrealizowała I etap, w ramach którego wybudowano stację redukcyjno-pomiarową Gorzów II. Dzięki temu Gorzów korzysta z gazu dostarczanego z dwóch kierunków, natomiast realizacja całego projektu ma na celu zwiększenie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw także w północno-zachodniej części województwa lubuskiego. Uruchomienie gazociągu jest też istotne dla przedsiębiorców działających w regionie i przyciągnięcia nowych inwestycji przez samorządy. Projekt realizowany przez Polską Spółkę Gazownictwa ma na celu zwiększenie dostępu do dystrybucyjnej sieci gazowej w strefach przemysłowo-inwestycyjnych obszaru Gorzowa Wielkopolskiego i Kostrzyna nad Odrą (Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej).

Podczas uroczystości Marian Żołyński podkreślił, że inwestycja wpisuje się w program gazyfikacji kraju ogłoszony przez premiera Mateusza Morawieckiego w 2018

roku. – To jest misja i dbanie o bezpieczeństwo odbiorców gazu na tym terenie. Pan wojewoda wspominał o milionach złotych przeznaczonych na tutejsze inwestycje. Ja dodam, że PSG w ostatnich czterech latach na rozwój gazownictwa na tych terenach wydała około 280 mln zł. Podłączyliśmy ponad 8000 nowych odbiorców gazu, dzięki czemu kolejne białe plamy na gazowej mapie Polski znikają – dodał. Podziękował również posłom, wykonawcom projektu i wszystkim zaangażowanym w jego realizację.

Inwestycja znacząco poprawia bezpieczeństwo dostaw gazu i jego dostępność na terenie powiatu gorzowskiego. Jej realizacji towarzyszyła modernizacja, dzięki której zastąpiono rurociąg wysokiego ciśnienia z 1986 roku. Gazociąg ma 43 km długości, a stacja może przepompowywać 10 000 m³ gazu w ciągu godziny, zapewniając dostawy dla Gorzowa, Kłodawy, Lubiszyna oraz Kostrzyna.

Grzegorz Cendrowski, rzecznik prasowy PSG

GAZ–SYSTEM zakończył budowę gazociągu Gustorzyn–Wronów

Tomasz Pietrasieński

Gazociąg Gustorzyn–Wronów o długości 308 km łączy tłocznię gazu w Gustorzynie (województwo kujawsko-pomorskie) z tłocznią we Wronowie (województwo lubelskie). To najdłuższa inwestycja liniowa zrealizowana w tym roku przez spółkę. Jej trasa przebiega przez cztery województwa: kujawsko-pomorskie, mazowieckie, łódzkie i lubelskie. Gazociąg zasila w gaz centralną Polskę, zwiększa elastyczność systemu przesyłowego i umożliwia przyłączanie kolejnych podmiotów do sieci przesyłowej GAZ–SYSTEM.

Gazociąg relacji Gustorzyn–Wronów umożliwia elastyczne sterowanie przesyłem gazu do centrum i na południe Polski. Inwestycja zapewnia ciągłość i bezpieczeństwo dostaw gazu dla mieszkańców aglomeracji warszawskiej, łódzkiej i radomskiej. Realizacja tego przedsięwzięcia daje możliwość nowych przyłączeń Polskiej Spółki Gazownictwa do krajowego systemu przesyłowego. GAZ–SYSTEM podpisał już dwie umowy przyłączeniowe: Radom–Stary Gózd oraz Pszczonów. Gazociąg

Gustorzyn–Wronów umożliwi dostarczenie gazu do elektrowni w Kozienicach. W przyszłości będzie także przysyłał gaz z terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej.

– *Strategia rządu i wynikające z niej działania spółek Skarbu Państwa, takich jak GAZ–SYSTEM, mają na celu stworzenie warunków umożliwiających Polsce rozwijanie modelu gospodarki przyszłości opartej na zrównoważonym rozwoju i pełnej niezależności energetycznej. Chcemy, aby krajowy system energetyczny cechował się ela-*





stycznością, opierał się na kilku źródłach energii i dzięki temu był odporny na działanie czynników zewnętrznych. Naszym nadrzędnym celem jest zapewnienie energii niezbędnej dla rozwoju gospodarki i zwiększanie konkurencyjności rynku poprzez zabezpieczenie surowców energetycznych na długie lata – powiedziała **Anna Łukaszewska-Trzeciakowska**, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.

– Inwestycja, którą dziś uroczymy kończymy, to efekt konsekwentnej rozbudowy polskiego systemu przesyłowego. Budowa gazociągu Gustorzyn–Wronów zapewni centralnej i wschodniej Polsce większy dostęp do stabilnego źródła energii, które jest kołem zamachowym dla rozwoju przemysłu i energetyki zawodowej. Sieć gazowa GAZ–SYSTEM nie tylko zaspokaja obecne potrzeby, ale sprostą oczekiwaniom rynku w przyszłych dekadach. Spółka chce ekonomicznie wykorzystywać infrastrukturę przesyłową i poprzez wspieranie rozwoju regionów budować przewagę polskiej gospodarki – powiedział **Marcin Chłodziński**, prezes GAZ–SYSTEM.

Oficjalne zakończenie budowy odbyło się w Terenowej Jednostce Eksploatacji Wronów. Wśród uczestniczących gości byli m.in.: Marek Suski, poseł na Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, przewodniczący Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych, Anna Łukaszewska-Trzeciakowska, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, oraz dyrektor Wojciech Wysocki, reprezentant Przedstawicielstwa Komisji Europejskiej w Warszawie. Zgodnie z harmonogramem prac cały gazociąg zostanie przekazany do eksploatacji do końca 2023 roku.



Tomasz Pietrasiński, ekspert, GAZ–SYSTEM



Elektrociepłownia w Przemyślu.

Gazowe inwestycje PTER zmniejszają emisję CO₂

Adam Rajnysz

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. (PTER), należąca do GK PGNiG TERMIKA S.A. – lidera na rynku ciepłownictwa w Polsce, specjalizuje się w wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji ciepła oraz produkcji energii elektrycznej ze źródeł niskoemisyjnych i rozproszonych.

PTER wytwarza energię w źródłach gazowych – kotłach i układach kogeneracyjnych na terenie całej Polski. Realizuje inwestycje mające na celu likwidację niskiej emisji na rynkach lokalnych. Oferta firmy skierowana jest do wspólnot mieszkaniowych, deweloperów oraz jednostek samorządu terytorialnego. Dziś chcemy przedstawić dwie ostatnie inwestycje, mające wpływ na proces dekarbonizacji źródeł zasilania w spółce.

W okresie ostatnich dwóch lat spółka PTER realizowała projekt związany z budową i przejęciem nowo wybudowanej elek-

trociepłowni w Przemyślu. Inwestycję rozpoczęto w 2014 roku, kiedy PGNiG TERMIKA S.A. – w porozumieniu z władzami miasta i Miejskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej w Przemyślu – zaczęła planowanie projektu budowy nowej jednostki w układzie wysokosprawnej kogeneracji. PTER, będąca spółką zależną PGNiG TERMIKA S.A., dołączyła do inwestycji na początku 2021 roku. Na podstawie umowy aportowej 21 listopada 2022 roku PGNiG TERMIKA przeniosła majątek EC Przemyśl do PTER. Po próbach rozruchu i zawarciu koniecznych umów 5 kwietnia br.



Kotłownia gazowa Osiedla MDR w Toruniu.



Silnik gazowy firmy Jenbacher zainstalowany w Przemysłu.

Wielkość mocy zainstalowanych w poszczególnych urządzeniach PTER oraz udział w produkcji poszczególnych paliw (gazu i węgla)

| Źródło | Szt. | Moc cieplna zainstalowana [MW] | Moc elektryczna zainstalowana [MW] |
|------------------------|------------|--------------------------------|------------------------------------|
| Kotły gazowe | 145 | 52,3103 | – |
| Kotły węglowe | 2 | 41,0750 | – |
| Agregaty kogeneracyjne | 8 | 7,4820 | 6,9508 |
| Pompy ciepła | 1 | 0,0270 | – |
| Razem | 156 | 100,8943 | 6,9508 |

| Rodzaj paliwa [I–IX.2023 r.] | Jednostka | Zużycie | Produkcja ciepła [GJ] | Udział w produkcji [%] |
|------------------------------|----------------|---------------|-----------------------|------------------------|
| Gaz ziemny | m ³ | 7 929 684,000 | 250 811,6905 | 64,41 |
| Węgiel | Mg | 7 140,000 | 138 609,0000 | 35,59 |

Więcej informacji o działalności PTER na stronie spółki: <http://www.pter.pl/>

PTER uruchomiła elektrociepłownię zasilaną paliwem gazowym dostarczanym gazociągami z pobliskiej kopani gazu Hurko i rozpoczęła jej eksploatację. Jednostka składa się z dwóch agregatów kogeneracyjnych o mocy 2,6 MWt i 2,7 MWe każdy, wraz z kotłami gazowymi o mocy 6 MWt i 0,35 MWt. Zainstalowana moc pozwala na całkowite pokrycie zapotrzebowania miasta w ciepłą wodę użytkową w sezonie letnim oraz efektywne współdziałanie ze zbudowaną w latach 80. ub. w. i modernizowaną węglową ciepłownią Zasanie w sezonie zimowym. Uruchomienie nowego źródła ciepła i energii elektrycznej ma bardzo duże znaczenie dla efektywności systemu ciepłowniczego prawie 60-tysięcznego Przemysłu. Szacuje się, że roczna emisja zmniejszy się o 32 tony SO₂, 4300 ton CO₂ i 4,5 tony pyłów. Miejski system ciepłowniczy otrzyma nowe, korzystniejsze klasyfikacje efektywności, wymagane unijnymi przepisami. Inwestycja otrzymała dofinansowanie Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej z Programu Inwestycyjnego Infrastruktura i Środowisko w ramach Funduszu Spójności w wysokości 5,6 mln złotych. Całkowity koszt budowy wyniósł niecałe 30 mln złotych.

Inną realizowaną przez spółkę PTER w ostatnim czasie inwestycją jest rozpoczęta w 2020 roku budowa źródeł ciepła zasilających nowo powstałe budynki wielorodzinne na osiedlu MDR w Toruniu przy ulicy Okólnej. Osiedle zbudowano w ramach rządowego programu Mieszkanie Plus, a inwestycja została zakończona w 2022 roku. Ciepło na potrzeby ogrzewania budynków oraz ciepła woda użytkowa dostarczane są z kotłowni zasilanych paliwem gazowym, zlokalizowanych w indywidualnych pomieszczeniach kotłowni w każdym z ośmiu budynków. Dla każdej kotłowni dobrano dwa kondensacyjne kotły gazowe wiszące firmy Viessmann typu Vitodens 200-W o mocy Q_{min} = 80 kW każdy, pracujące w kaskadzie. Kotły wyposażono m.in. w nowoczesne palniki gazowe, charakteryzujące się cichą i efektywną pracą przy minimalnej emisji szkodliwych substancji. Automatyczne kontrolowanie jakości procesu spalania kompensuje wahania jakości gazu i pozwala wydłużyć obowiązkowe przeglądy kominiarskie do trzech lat, przy wysokiej wydajności kotłów (około 98%). Obsługa realizowana jest zdalnie za pomocą programu *software* w aplikacji internetowej.

PTER prowadzi działalność na terenie całego kraju, a swoje źródła wytwórcze posiada obecnie na terenie dwunastu województw w 34. lokalizacjach. W zasobach PTER pozostały praktycznie 2 kotły węglowe produkujące ciepło w Dęblinie (patrz tabela). Obecnie spółka przygotowuje się do przyjęcia koncepcji modernizacji ciepłowni, która wskaże optymalny kierunek transformacji ww. systemu ciepłowniczego. Wynik prac powinien zostać przedstawiony około kwietnia przyszłego roku.

Adam Rajnysz, dyrektor ds. projektów inwestycyjnych PTER, przy współpracy Biura Komunikacji PGNiG TERMIKA S.A.

Operatorzy systemów wodorowych – planowane zasady funkcjonowania

Piotr Seklecki

Odnosząc się do wątku planowanej nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne”¹, która w podstawowym założeniu ma wdrożyć do polskiego porządku prawnego zasady prowadzenia działalności gospodarczej związanej z wodorem, nie sposób pominąć tematyki zasad funkcjonowania operatorów systemów wodorowych i ich roli w kształtowaniu krajowego rynku wodoru.

Odpowiedzialność operatora systemu wodorowego

Projekt przedmiotowej nowelizacji przewiduje powołanie następujących podmiotów:

- operatora systemu wodorowego – zajmującego się przesyłaniem wodoru i zobowiązanego do zapewniania wszystkim obiorcom i przedsiębiorcom zajmującym się sprzedażą wodoru świadczenie usług jego przesyłania,
- operatora systemu magazynowania wodoru – zajmującego się magazynowaniem wodoru i zobowiązanego wszystkim podmiotom zajmującym się wytwarzaniem wodoru konwersją elektrolityczną lub sprzedażą wodoru zapewnić świadczenie usług magazynowania wodoru w instalacji jego magazynowania,
- operatora systemu połączonego wodorowego – zarządzającego systemami połączonymi wodorowymi, w tym systemem wodorowym i magazynowania wodoru, określając przy tym pełny zakres kompetencji każdego z nich.

Zakres odpowiedzialności poszczególnych operatorów systemów

- Operator systemu wodorowego lub operator systemu połączonego wodorowego będzie odpowiedzialny za:
 - bezpieczeństwo dostaw wodoru poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu wodorowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu,
 - eksploatację, konserwację i remonty sieci wodorowej, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami wodorowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu wodorowego; prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania wodoru,
 - dostarczenie użytkownikom systemu wodorowego informacji niezbędnych do skutecznego dostępu do infrastruktury,
 - zapewnienie warunków do realizacji umów sprzedaży wodoru zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci,
 - świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu wodorowego,
 - współpracę z innymi operatorami systemów wodorowych, gazowych i elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwa-

mi energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów wodorowych, gazowych i elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju.

- Operator systemu magazynowania wodoru lub operator systemu połączonego wodorowego będzie odpowiedzialny za:
 - dysponowanie mocą instalacji magazynowej wodoru,
 - eksploatację instalacji magazynowej wodoru w sposób zoptymalizowany, niepowodujący nieuzasadnionych kosztów po stronie użytkowników tego systemu,
 - określanie mocy i jakości wodoru wprowadzanego do instalacji magazynowej wodoru oraz odbierania z tych instalacji przez użytkowników systemu oraz współpracę operatorską w tym zakresie, a także przekazywanie użytkownikom tego systemu i operatorom innych systemów odpowiednich danych.

Projektodawcy nowelizacji zaproponowali, w okresie przejściowym, wprowadzenie przepisów regulujących udzielanie dostępu i podłączenia do sieci wodorowych na podstawie indywidualnych umów (zasada negocjowanego dostępu). Dopiero w przypadku rozwoju sieci wodorowych planuje się wprowadzenie zasady związanej z regulowanym dostępem stron trzecich (TPA).

W celu zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji zostaną opracowywane instrukcje dla sieci wodorowych i instalacji magazynowania wodoru, obejmujące nie tylko kwestie bezpieczeństwa technicznego, ale także należytej i jasno określonej współpracy użytkowników systemów wodorowych. Operator systemu wodorowego będzie natomiast zobowiązany do corocznego przedstawiania ministrowi właściwemu ds. energii informacji o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu wodorowego oraz prowadzenia rejestru instalacji magazynowych wodoru.

Zasady łączenia działalności

Projektodawcy nowelizacji zaproponowali perspektywę udostępniania przez operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatora systemów dystrybucyjnych, instalacji konwersji elektrolitycznej². Pozwoli to na realizację postulatu „łączenia sektorów”, czyli stworzenia mechanizmów prawnych, które pozwolą połączyć działanie różnych sektorów energii. Dzięki udostępnianiu instalacji konwersji elektrolitycznej operatorzy

systemów będą mogli zaoferować swoje możliwości techniczne i doświadczenia z rynku paliw gazowych podmiotom z sektora elektroenergetycznego bądź przemysłowego. Pozwala to na osiągnięcie zgodności działalności operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych z zasadami dotyczącymi funkcjonowania takich podmiotów na rynku energetycznym.

Ponadto, dodano wykonalność świadczenia – przez operatora systemu wodorowego, operatora systemu magazynowania wodoru oraz operatora systemu połączonego wodorowego – usług polegających na przystosowywaniu wodoru do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie wodorowym, a także usługi transportu wodoru środkami transportu innymi niż sieci wodorowe.

Instrukcje

W projekcie nowelizacji (art. 9g), zaproponowano obowiązek opracowania przez operatorów systemów wodorowych instrukcji ruchu i eksploatacji sieci wodorowej lub, odpowiednio, instalacji magazynowej wodoru. Zaproponowano również zakres instrukcji opracowywanych dla sieci wodorowych, określających szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania tych sieci, a w przypadku instrukcji opracowywanej dla instalacji magazynowej wodoru, określającą szczegółowe warunki korzystania z tej instalacji oraz jej rozbudowy.

Przewidziano także wymóg uwzględniania w instrukcji, przygotowanej przez operatora systemu magazynowania wodoru, który jest przyłączony do sieci wodorowej, wymagań określonych w opracowanej przez właściwego operatora systemu wodorowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci wodorowej oraz konieczność zamieszczania przedmiotowych instrukcji na swoich stronach internetowych. Brak obowiązku przedłożenia instrukcji do prezesa URE, w celu zatwierdzenia, wraz z informacją o zgłoszonych uwagach, wynika z chęci zmniejszenia barier administracyjnych, co w ocenie projektodawców przyczyni się do szybszego wdrażania gospodarki wodorowej, szczególnie w początkowym etapie tego procesu.

Wyznaczenie operatorów systemów

W propozycji nowelizacji (art. 9h) wprowadzono obowiązek wyznaczenia, przez prezesa URE, na wniosek właściciela sieci wodorowej lub instalacji magazynowanej wodoru, w drodze decyzji, na czas określony, operatora systemu wodorowego, operatora systemu magazynowania wodoru lub operatora systemu połączonego wodorowego oraz określania obszaru, sieci lub instalacji, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza. Treść tego przepisu określa kryteria, które należy spełnić, aby zostać wyznaczonym przez prezesa URE operatorem systemu wodorowego, operatorem systemu magazynowania wodoru oraz operatorem systemu połączonego wodorowego.

W tym miejscu należy podkreślić i pozytywnie ocenić regulacyjne novum w tej dziedzinie, polegające na ewentualnym zastosowaniu modelu niezależnego operatora systemu przesyłowego (ITO), jeżeli sieć wodorowa należy do pionowo zin-

tegrowanej firmy. Przyjęcie takiej regulacji będzie złamaniem dotychczasowego, doktrynalnego w polskim prawodawstwie, schematu unbundlingu, opierającego się wyłącznie na modelu niezależnego operatora systemu (ISO).

W przypadku wyboru modelu ISO zaproponowano zakres umowy między właścicielem sieci wodorowej lub instalacji wodorowej a przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania wodoru, magazynowania wodoru, powierzającej temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji, dotyczący obszaru, na którym operator systemu wodorowego będzie wykonywał działalność gospodarczą. Projektodawcy dodali również obowiązek wystąpienia z wnioskiem, przez właściciela sieci wodorowej, do prezesa URE o wyznaczenie operatora systemu wodorowego, operatora systemu magazynowania wodoru lub operatora systemu połączonego wodorowego. Dodano także warunki, które muszą być brane pod uwagę przez prezesa URE podczas wyznaczenia operatora zgodnie z ust. 1, 1c i 1d, dotyczące skuteczności zarządzania systemami wodorowymi oraz bezpieczeństwa dostarczania wodoru.

Ponadto, zaproponowano możliwość odmowy przez prezesa URE, w określonych przypadkach, wyznaczenia operatorem systemu wodorowego przedsiębiorstwa energetycznego określonego we wniosku, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1c. Dodano zasady wyznaczenia przez prezesa URE z urzędu w drodze decyzji, przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na przesyłanie wodoru, magazynowanie wodoru operatorem systemu wodorowego lub operatorem systemu magazynowania wodoru, w przypadku gdy właściciel (o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1c) nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu wodorowego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci lub instalacji.

Zaproponowano również obowiązek udostępnienia przez właściciela sieci wodorowej lub instalacji magazynowej wodoru operatorowi, wyznaczonemu zgodnie z ust. 1, ust. 1c lub 9, informacji i dokumentów niezbędnych do realizacji zadań operatora oraz współdziałania z tym operatorem.

Pełnienie roli operatora systemu wodorowego przez operatorów systemów gazowych

Projektodawcy nowelizacji dodali możliwość pełnienia roli operatora systemu wodorowego przez operatora systemu przesyłowego gazowego i operatora systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatora systemu magazynowania wodoru przez operatora systemu magazynowania. Pozwoli to na wykorzystanie praktycznego doświadczenia tych podmiotów oraz „łączenie sektorów”, czyli zbudowanie holistycznego modelu rynku energetycznego, opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej (magazynowanej w różnych postaciach).

Piotr Seklecki, kierownik Działu Analiz w SGT EuRoPol GAZ s.a.

¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12365500/katalog/12921252#12921252>

² Konwersja elektrolityczna – przetworzenie energii elektrycznej na wodór lub inne gazy w procesie elektrolizy lub przetworzenie wodoru uzyskanego w procesie elektrolizy na energię elektryczną, dokonywane w instalacji konwersji elektrolitycznej.

Certyfikacja operatora systemu magazynowania

Beata Wittmann, Magdalena Nowak-Karpińska, Alicja Walecka

Napięta sytuacja na rynku gazu zaczęła być coraz bardziej widoczna w 2021 roku, szczególnie w II połowie, gdy poziom zapasów gazu w europejskich magazynach utrzymywał się na nadzwyczajnie niskim poziomie, zaś gwałtowny wzrost cen gazu w całej Unii Europejskiej, a następnie rosyjska agresja na Ukrainę, spowodowały dalej sięgające negatywne konsekwencje, mające istotny wpływ na utrudnienia w zaopatrzeniu w ten surowiec.

Charakter i konsekwencje powyższych wydarzeń wymagały kompleksowej reakcji, obejmującej środki zapewniające zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu w Unii Europejskiej. Konieczne stało się podjęcie natychmiastowych działań minimalizujących ryzyko zakłóceń dostaw gazu i utraty bezpieczeństwa energetycznego zarówno w skali mikro, jak i makro. Zaczęto coraz mocniej podkreślać rolę podziemnych magazynów gazu, które – zapełnione – stanowią gwarancję bezpieczeństwa dostaw gazu dzięki zapewnieniu dodatkowych zasobów w przypadku wysokiego popytu lub zakłóceń w dostawach gazu.

Reakcja Unii Europejskiej i regulacje unijne

Odpowiedzią na powyższe zagrożenia i wyznaczone cele były m.in. działania Unii Europejskiej w obszarze legislacyjnym. Mając na względzie, iż jednym z kluczowych elementów obszaru bezpieczeństwa energetycznego jest magazynowanie gazu, priorytetem stało się zabezpieczenie odpowiedniej ilości magazynowanego gazu, počawszy od sezonu zimowego 2022/2023, oraz minimalizacja ryzyka wywierania wpływu na działanie krytycznej infrastruktury magazynowania, w tym ograniczenia jego dostaw. Efektem wzmożonych prac na szczeblu unijnym, mających na celu zapobieżenie dalszemu wzrostowi cen gazu i przywrócenie równowagi w dostawach błękitnego paliwa, było m.in. przyjęcie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z 29 czerwca 2022 roku w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) 2017/1938 i (WE) nr 715/2009 w odniesieniu do magazynowania gazu („rozporządzenie zmieniające”).

Rozporządzeniem zmieniającym, opierającym się na obowiązujących przepisach dotyczących wewnętrznego rynku gazu, dodano dalsze, niezbędne z perspektywy tłącego się kryzysu energetycznego, środki zapewniające bezpieczeństwo dostaw gazu w UE, m.in.:

- wprowadzono cele w zakresie napełnienia oraz trajektorie napełniania,
- określono możliwe do podjęcia przez państwa członkowskie środki konieczne do osiągnięcia trajektorii napełniania oraz celów w zakresie napełnienia,
- wprowadzono obowiązek państw członkowskich monitorowania i egzekwowania poziomów napełnienia podziemnych magazynów gazu,
- wprowadzono obowiązek certyfikacji operatorów systemu magazynowania.

Tym samym państwa członkowskie zobligowane zostały m.in. do zapewnienia, aby każdy operator systemu magazynowania, w tym każdy operator systemu magazynowania kontrolowany przez operatora systemu przesyłowego, był certyfikowany przez krajowy organ regulacyjny lub przez inny właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie. Certyfikacja ma zapewnić wyeliminowanie ryzyka związanego z możliwością wpływania na działalność operatora systemu magazynowania, w sposób, który mógłby zagrozić bezpieczeństwu dostaw paliw gazowych lub jakimkolwiek innemu podstawowemu interesowi z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego – na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym. Celem przyznania certyfikatu jest potwierdzenie, że przedsiębiorstwo energetyczne ubiegające się o status operatora systemu magazynowania spełnia wszystkie wymogi świadczące o jego niezależności.

Regulacje krajowe a certyfikacja operatorów

Z perspektywy kryteriów determinujących przyznanie certyfikatu przewidziany w rozporządzeniu zmieniającym obowiązek certyfikacji operatora systemu magazynowania stanowił pewne novum dla polskiego ustawodawstwa. Dotychczas krajowe regulacje przewidywały w art. 9h¹ ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” procedurę certyfikacyjną w odniesieniu do operatora systemu przesyłowego (OSP) lub operatora systemu połączonego, po przeprowadzeniu której przyznany przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki certyfikat niezależności potwierdzał spełnienie kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a prawa energetycznego. Innymi słowy, certyfikacja w odniesieniu do OSP ma się koncentrować przede wszystkim na kwestiach związanych z rozdzieleniem działalności przesyłowej (niezależności funkcyjnej i decyzyjnej nadzorczych i zarządczych organów OSP) od działalności gospodarczej w zakresie produkcji, wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi albo wytwarzania lub obrotu energią elektryczną. Z kolei obowiązkowa certyfikacja operatora systemu magazynowania, przewidziana w regulacji unijnej, (tj. w rozporządzeniu zmieniającym²) oraz w regulacji krajowej (w dodanym art. 9h³ prawa energetycznego) skupia się na weryfikacji pod kątem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii lub podstawowych interesów bezpieczeństwa dowolnego państwa członkowskiego lub UE. Choćby dlatego, mając na uwadze kontekst i cel wprowadzenia obowiązku certyfikacji operatora systemu magazynowania, należy uznać, iż są to odrębne procedury przewidujące indywidualnie określone przesłanki determinujące wy-

danie certyfikatu operatorowi systemu – odpowiednio przesyłowego lub magazynowego.

Obowiązek certyfikacji operatora systemu magazynowania w prawie energetycznym

Zgodnie z art. 9h³ prawa energetycznego, prezes URE może wyznaczyć operatorem systemu magazynowania wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat, zgodnie z procedurą określoną w art. 3a rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (rozporządzenie 715/2009).

Stosownie do art. 3a ust 3 rozporządzenia 715/2009, instytucja certyfikująca (w Polsce prezes URE), analizując zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii w UE, bierze pod uwagę wszelkie zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub ogólnounijnym, a także wszelkie łagodzenie takich zagrożeń, wynikające między innymi z:

- 1) własności, dostaw lub innych stosunków handlowych, które mogłyby negatywnie wpłynąć na motywację i zdolność operatora systemu magazynowania do napełnienia podziemnego magazynu gazu,
- 2) praw i zobowiązań UE wobec państwa trzeciego, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest UE i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii,
- 3) praw i zobowiązań danych państw członkowskich wobec państwa trzeciego, wynikających z umów zawartych przez dane państwa członkowskie z jednym lub większą liczbą państw trzecich, w zakresie, w jakim umowy te są zgodne z prawem unijnym lub
- 4) wszelkich innych szczególnych faktów i okoliczności danej sprawy.

Jeżeli instytucja certyfikująca uzna, że osoba, która bezpośrednio lub pośrednio kontroluje lub wykonuje jakiegokolwiek prawa względem operatora systemu magazynowania w rozumieniu art. 9 dyrektywy 2009/73/WE mogłaby zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii lub podstawowym interesom bezpieczeństwa UE lub któregokolwiek państwa członkowskiego, instytucja certyfikująca odmawia wydania certyfikacji. Alternatywnie, instytucja certyfikująca może wydać decyzję w sprawie certyfikacji z zastrzeżeniem warunków mających na celu wystarczające złagodzenie zagrożeń, które mogłyby negatywnie wpłynąć na napełnianie podziemnych magazynów gazu, oraz pod warunkiem że wykonalność warunków można w pełni zapewnić poprzez skuteczne wprowadzenie w życie i monitorowanie. Warunki takie mogą obejmować zobowiązanie właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania do przekazania zarządzania systemem magazynowania.

W przypadku gdy instytucja certyfikująca uzna, że zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu nie można złagodzić w drodze określonych powyżej warunków, w tym poprzez zobowiązanie właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania do przekazania zarządzania systemem magazynowania, i w związku z tym odmawia certyfikacji, instytucja certyfikująca:

- 1) zobowiązuje właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania lub osobę, którą uważa za mogącą zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii lub podstawowym interesom bezpieczeństwa UE lub któregokolwiek państwa członkowskiego, do zbycia udziałów lub praw, które posiadają w odniesieniu do własności systemu magazynowania lub własności operatora systemu magazynowania, oraz do określenia terminu takiego zbycia,

- 2) zarządza, w stosownych przypadkach, środki tymczasowe w celu zapewnienia, aby taka osoba nie była w stanie sprawować kontroli ani wykonywać praw względem tego właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania do czasu zbycia udziałów lub praw,

- 3) zapewnia odpowiednie środki wyrównawcze zgodnie z prawem krajowym.

Istotnymi elementami procesu certyfikacji są odpowiednie uzgodnienia. Przed przyznaniem certyfikatu prezes URE występuje do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą wszelkich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu, o których mowa powyżej, a także wszelkich łagodzeń takich zagrożeń. Instytucja certyfikująca zobligowana jest także uzyskać opinię Komisji Europejskiej, która wydawana jest po przedstawieniu przez prezesa URE projektu decyzji w sprawie certyfikacji wraz ze wszystkimi stosownymi informacjami dotyczącymi tej decyzji. Komisja przedstawia swoją opinię w sprawie projektu decyzji prezesowi URE w terminie 50 dni roboczych. Instytucja certyfikująca w jak największym stopniu uwzględnia opinię Komisji Europejskiej.

Dotychczas, na podstawie art. 3a rozporządzenia 715/2009, Komisja Europejska wydała opinie dotyczące certyfikacji trzech operatorów systemu magazynowania, świadczących usługi w Belgii, Chorwacji i Holandii.

Zgodnie z polskimi regulacjami, termin wystąpienia przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych do prezesa URE z wnioskiem w sprawie przyznania certyfikatu wyznaczony został na 3 listopada 2023 roku. Pełniącą funkcję operatora systemu magazynowania spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. dokonała stosownego zgłoszenia w ustawowym terminie.

Zgodnie z założeniami rozporządzenia zmieniającego, instytucja certyfikująca wydaje projekt decyzji w sprawie certyfikacji do 2 stycznia 2024 roku.

* * *

Dokonane zmiany w regulacjach unijnych i krajowych, mające na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa pracy instalacji magazynowych, są wyrazem wzrostu roli i znaczenia tej części europejskiej infrastruktury krytycznej. Wprowadzenie obowiązku certyfikacji operatorów systemu magazynowania stanowiło odpowiedź na trudną sytuację geopolityczną oraz zakłócenia w dostawach i niekontrolowane wahania cen gazu. Tym samym podjęte działania, zmierzające do wyeliminowania ryzyka związanego z możliwością wpływania na działalność operatora systemu magazynowania, należy uznać za kolejny krok w dążeniu do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich i całej Unii Europejskiej.

Beata Wittmann, Magdalena Nowak-Karpińska, Alicja Walecka, Gas Storage Poland

¹ Artykuł 9h¹ prawa energetycznego został wprowadzony do ustawy na mocy ustawy z 26.7.2013 roku o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2013 r., poz. 984), która weszła w życie 11 września 2013 roku.

² Na mocy art. 2 rozporządzenia zmieniającego został dodany do rozporządzenia (WE) nr 715/2009 art. 3a – „Certyfikacja operatorów systemu magazynowania”.

³ Zmiana wprowadzona na mocy ustawy z 15 grudnia 2022 roku o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. z 2022, poz. 2687), która weszła w życie 21 grudnia 2022 roku.

INiG – PIB po raz trzeci instytucją wdrażającą środki UE na infrastrukturę energetyczną

Anna Patrylak, Szymon Kawa, Jacek Jaworski

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy po raz trzeci został powołany do pełnienia funkcji instytucji wdrażającej fundusze Unii Europejskiej na działania związane z rozwojem infrastruktury energetycznej. Tym samym INiG – PIB będzie wybierał do dofinansowania, a następnie rozliczał, monitorował i kontrolował projekty o istotnym znaczeniu dla polskiej gospodarki w ramach programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FEnIKS) – projekty w sektorze elektroenergetycznym i gazowniczym, które będą nastawione na przyszłościowe rozwiązania techniczne i technologiczne.

Pierwsze kroki we wdrażaniu funduszy UE – POLiŚ 2007–2013

W 2007 roku wynegocjowany został Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013 (pierwszy POLiŚ) – największy z punktu widzenia finansowego i rzeczowego program w UE (29 mld euro). Jedną z dziedzin, które wówczas otrzymały wsparcie, była szeroko pojęta infrastruktura energetyczna w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. W ramach X osi priorytetowej tego programu Bezpieczeństwo Energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii, wyodrębnione zostały 3 działania:

- 10.1 Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego,
- 10.2 Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji,
- 10.3 Rozwój przemysłu dla odnawialnych źródeł energii.

Uznając wysokie kompetencje instytutu w zakresie sektora gazowniczego, minister gospodarki powierzył wówczas INiG – PIB, po raz pierwszy, funkcję instytucji wdrażającej (IW) dla działań 10.1 i 10.2, w których główny nacisk położony został na bezpieczeństwo gazowe (zarówno transportu, jak i dotarcia do odbiorcy). W zakresie elektroenergetyki realizowane było natomiast duże zadanie transgraniczne połączenia linią wysokiego napięcia Polski z Litwą. Był to pierwszy program, w ramach którego tak duże finansowanie ze środków UE (od kiedy Polska korzysta z programów pomocowych UE, czyli od 1999 roku) – niemal 1 mld euro – przeznaczono na finansowanie infrastruktury energetycznej, zwłaszcza gazowej.

Efektem wdrażania pierwszego POLiŚ, zakończonego realizacją 42 projektów z dofinansowaniem z budżetu UE w wysokości 3,55 mld zł, były:

- 1 mld m³ pojemności czynnej (co wówczas oznaczało wzrost pojemności do 2,06 mld m³) w ramach budowy i rozbudowy czterech magazynów gazu ziemnego (trzech złożowych i jednego kawernowego),
- 1000 km gazowej sieci przesyłowej,
- 1500 km gazowej sieci dystrybucyjnej,
- terminal LNG o możliwości regazyfikacji 5 mld m³ na rok,
- 460 km elektroenergetycznych sieci przesyłowych tworzących most elektroenergetyczny z państwami bałtyckimi poprzez budowę połączenia z systemem elektroenergetycznym Litwy.

Instytut jako instytucja wdrażająca po raz drugi – POLiŚ 2014–2020

Sukces wdrożenia pierwszego programu POLiŚ zaowocował kontynuacją działania INiG – PIB jako instytucji wdrażającej w kolejnej perspektywie finansowej UE 2014–2020. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 (drugi POLiŚ) został wynegocjowany z budżetem 27 mld euro. W ramach tego programu sektor energetyki również uzyskał znaczące wsparcie. Na działanie 7.1 „Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii” UE przeznaczyła 1 mld euro.

Oprócz tego, w związku z pandemią wywołaną wirusem Covid 19, UE uruchomiła dodatkową pulę środków na zadania związane z walką z negatywnymi skutkami gospodarczymi. W ramach tej puli dla inwestycji w energetykę uruchomiono działanie 11.2 „Wsparcie inteligentnej infrastruktury gazowej na potrzeby transformacji energetycznej” z budżetem UE 123,44 mln euro.

Po zakończeniu realizacji wszystkich dofinansowanych projektów efektem będzie:

- 1400 km wybudowanej lub zmodernizowanej sieci elektroenergetycznej (przesył 1352 km, dystrybucja 48 km) oraz 53 stacje elektroenergetyczne,

- 1815 km wybudowanej lub zmodernizowanej sieci gazowej (przesył 1077 km, dystrybucja 738 km),
- zwiększenie przepustowości terminalu LNG o 2,5 mld m³/rok.

Wdrażanie nowej perspektywy finansowej – program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027

W 2021 roku rozpoczęła się kolejna perspektywa budżetowa Unii Europejskiej. Następcą programów Infrastruktura i Środowisko jest duży, wciąż największy w Europie, program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FEnIKS). Inwestycje w energetykę tym razem dotyczyć będą oddziaływania na środowisko naturalne i zapobiegania zmianom klimatu. Dlatego infrastruktura elektroenergetyczna i gazowa, oprócz inteligentnych funkcjonalności, będzie musiała spełnić oczekiwania prośrodowiskowe.

Inwestycje w elektroenergetykę w coraz większym stopniu będą miały za zadanie integrować z siecią odnawialne źródła energii (OZE), rozwijać inteligentne systemy elektroenergetyczne, zwiększać poziom niezawodności dostaw energii do odbiorców poprzez poprawę sprawności i jakości dostaw, a także stwarzać lepsze warunki rozwoju elektromobilności.

W gazownictwie natomiast dla nowej infrastruktury pojawia się wymóg dostosowywania do transportu gazu ziemnego z domieszką gazów zdekarbonizowanych. Program nie zamyka katalogu tych gazów, ale wskazuje, że realizowane inwestycje muszą uwzględniać przygotowanie sieci do wprowadzenia do systemu gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, takich jak np. wodór, biometan czy gaz syntezowy. W zakresie korzystnego wpływu na środowisko inwestycje powinny umożliwiać zastąpienie instalacji zasilanych stałymi paliwami kopalnymi, a także wpływać na stabilizację pracy systemu energetycznego oraz poprawiać dostępność do gazu.

Wspierane projekty gazowe muszą zostać wybrane do 31.12.2025 roku i nie mogą być fazowane w następnej perspektywie finansowej.

Łączna alokacja na projekty w zakresie przesyłu i dystrybucji gazu oraz projekty z zakresu elektroenergetyki w ramach działania FENX.02.03 Infrastruktura Energetyczna to ok. 8,1 mld zł, w tym:

- około 3,2 mld zł na projekty z zakresu przesyłu i dystrybucji gazu,
- około 4,9 mld zł na projekty z zakresu elektroenergetyki (w tym projekty dotyczące infrastruktury przesyłowej, dla których jednostką wdrażającą jest Ministerstwo Klimatu i Środowiska).

Projekty w ramach działania FENX.02.03 będą wybierane dwoma sposobami

- Konkurencyjnym – dawniej konkursowym, w którym projekty będą konkurować o dofinansowanie pod względem liczby punktów uzyskanych w trakcie oceny spełnienia kryteriów wyboru projektów (dystrybucja energii elektrycznej i gazu),
- Niekonkurencyjnym – dawniej pozakonkursowym: projekty zidentyfikowane przez instytucję zarządzającą jako istotne z punktu widzenia rozwoju kraju i efektów dla realizacji programu FEnIKS, z możliwością jednoznacznego wskazania beneficjenta realizującego projekty (przesył gazu).

Główne zadania INiG – PIB jako instytucji wdrażającej

Instytut odpowiedzialny będzie za wybór projektów do dofinansowania, czyli nabór i ocenę wniosków aplikujących o dofinansowanie. Oznacza to, że konieczne jest opracowanie odpowiednich regulaminów i zasad aplikowania i oceniania projektów. Po wyborze projektów INiG – PIB będzie pełnił nadzór nad realizacją, finansowaniem i rozliczaniem projektów, które otrzymały dofinansowanie, będzie też prowadził kontrole projektów (zarówno na miejscu, jak i na dokumentach, zwłaszcza w zakresie procedur zawierania umów). Aby wnioskodawcy i beneficjenci wiedzieli, w jaki sposób poruszać się po systemie wdrażania funduszy UE, prowadzone będą akcje informacyjne, promocyjne i szkoleniowe.

W 2023 roku ogłoszone zostały dwa nabory

- Nabór w trybie niekonkurencyjnym na projekty z zakresu inteligentnej infrastruktury przesyłu gazu – ogłoszony 30 sierpnia 2023 roku, nabór wniosków trwa do 30 czerwca 2025 roku lub do wyczerpania alokacji, która została określona w wysokości 1,32 mld zł.
- Nabór w trybie konkurencyjnym dla projektów z zakresu budowy i modernizacji inteligentnej sieci elektroenergetycznej na wszystkich poziomach napięć stosowanych w sieciach dystrybucyjnych – trwał od 2 października do 29 grudnia 2023 roku. Jest to pierwszy nabór w tym zakresie z alokacją 700 mln zł. Kolejne planowane są na 2024 rok.

Zgodnie z aktualnym harmonogramem naborów, na 29 grudnia 2023 r. planowane jest uruchomienie naboru konkurencyjnego dla projektów z zakresu inteligentnej infrastruktury dystrybucji gazu. Przewidywana obecnie alokacja na ten nabór to 300 mln zł.

Kolejne nabory będą uruchamiane systematycznie, aż do wyczerpania puli środków przeznaczonych na poszczególne obszary wsparcia.

Skąd czerpać informacje

INiG – PIB jako instytucja wdrażająca zobowiązana jest do udzielania wszelkich informacji na temat możliwości pozyskiwania funduszy unijnych w zakresie swego działania. Na stronie internetowej feniks.inig.pl można znaleźć informacje na temat programu FEnIKS oraz szczegóły dotyczące naborów oraz odpowiedzi na pytania zadawane przez wnioskodawców. Można również osobiście – dzwoniąc, pisząc maila czy odwiedzając instytut – uzyskać poradę od pracowników Centrum Wdrażania Funduszy Europejskich dla Energetyki w zakresie warunków aplikowania o środki w ramach działania FENX.02.03 i w miarę możliwości innych programów i działań wdrażanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

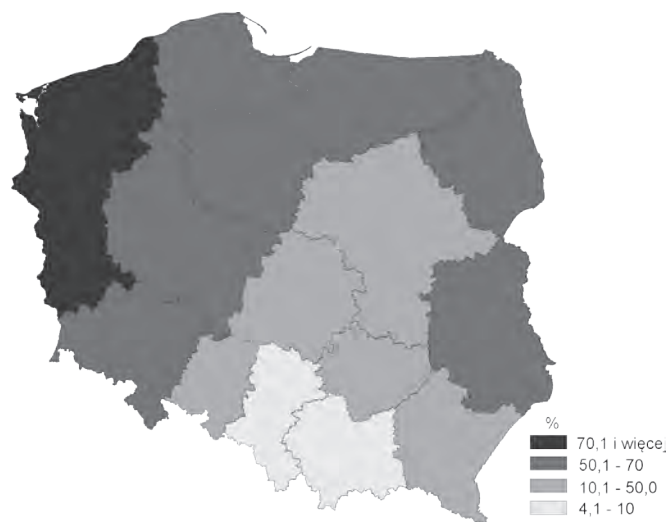
Anna Patrylak, kierownik Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki
Szymon Kawa, główny specjalista Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki
Dr hab. inż. Jacek Jaworski, prof. INiG – PIB, dyrektor Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego

wie (5,660 MW) czy Łodzi (3,640 MW), Wielkopolsce (ponad 3 MW), a skończywszy na małych i mikroinstalacjach, nawet poniżej 100 kW, głównie na obszarach wiejskich w różnych regionach kraju. Biorąc pod uwagę rozkład przestrzennych biogazowni w Polsce, należy zwrócić uwagę, że niemal 1/4 krajowej mocy zainstalowanej w biogazie lokuje się w dwóch województwach: wielkopolskim i mazowieckim, a ponad połowa biogazowni znajduje się na obszarach miejskich. Często są to podmioty integralnie związane z obiektami gospodarki komunalnej, np. oczyszczalniami ścieków. Jeszcze większa koncentracja terytorialna dotyczy biogazowni rolniczych, bowiem trzy województwa: wielkopolskie, zachodniopomorskie i warmińsko-mazurskie skupiają prawie 40% łącznej mocy zainstalowanej w biogazowniach rolniczych w Polsce (rysunek 1).

Ponieważ pod względem mocy zainstalowanej biogazownie rolnicze tworzą połowę sektora biogazowego w Polsce, warto przyjrzeć się nieco bliżej tym podmiotom, naturalnie związanym z rolnictwem i obszarami wiejskimi. Rozważając udział mocy zainstalowanej w biogazowniach rolniczych w łącznej mocy zainstalowanej we wszystkich biogazowniach w poszczególnych województwach w Polsce (stan na połowę 2023 roku), zauważa się dosyć wyraźny podział kraju (rysunek 2). Największą rolę w sektorze biogazowym biogazownie rolnicze odgrywają w Polsce północno-zachodniej, północnej i zachodniej, w obszarach popegeerowskich [Chodkowska-Miszczuk, 2019, 2023], gdzie rozwijają się przedsiębiorstwa rolne stanowiące naturalne źródło surowców dla zintegrowanych z nimi biogazowni [model biogazowni *on-farm*, Chodkowska-Miszczuk i in., 2019]. Tam lokuje się największe biogazownie rolnicze w kraju. Wielkość biogazowni determinuje nie tylko możliwość produkcji biogazu i energii elektrycznej, ale przede wszystkim zapotrzebowanie na substraty, a co się z tym wiąże – kształtowanie łańcuchów dostaw zapewniających bezpieczne, stabilne i ekonomicznie opłacalne pozyskiwanie surowców do wytwarzania biogazu. Jest to szczególnie ważne w przypadku biogazowni działających jako odrębne przedsiębiorstwa (*biogas off-farm*), bowiem w odróżnieniu od biogazowni działających w modelu *biogas on-farm* (w ramach przedsiębiorstwa rolnego) nie jest zapewniony płynny dostęp do substratów pochodzenia rolniczego [Chodkowska-Miszczuk i in., 2019]. Dlatego w ostatnich latach zauważa się restrukturyzację struktury substratów, znajdującą odzwierciedlenie w ograniczeniu roślin energetycznych i zwiększeniu udziału odpadów przetwórstwa rolno-spożywczego i komunalnych.

To przesunięcie (niezamierzone) stanowi swoistą odpowiedź inwestorów biogazowych na aktualne potrzeby rynku związane z redukcją dochodów i rosnącymi kosztami pozyskania surowców rolniczych [Chodkowska-Miszczuk i in., 2021]. Rodzi się tu refleksja: czy zainicjowana oddolnie zmiana, tj. rosnące znaczenie utylizacji bioodpadów jako źródła biogazu, ma szansę stać się trwałym kierunkiem rozwoju zielonej gospodarki? Ponadto, innym zauważalnym trendem związanym z dostosowywaniem się przedsiębiorców biogazowych do aktualnych warunków sektora biogazu jest inwestowanie w mniejsze projekty biogazowe, których działanie jest w coraz większym stopniu dostosowane do możliwości zbudowania odpowiedniego łańcucha dostaw substratów. Obecny model inwestycyjny preferuje biogazownie rolnicze o średniej mocy zainstalowanej poniżej 1 MW (rysunek 3). Analogiczny trend, polegający na budowie obiektów o relatyw-

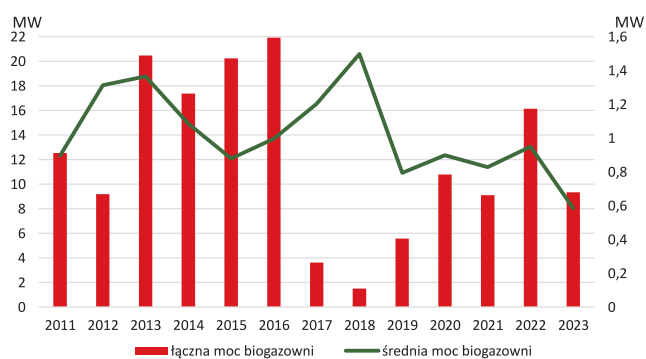
Rysunek 2. Udział mocy zainstalowanej w biogazowniach rolniczych w łącznej mocy zainstalowanej we wszystkich biogazowniach w poszczególnych województwach w Polsce (stan na połowę 2023 roku)



Źródło: opracowanie własne na podstawie „Instalacji odnawialnych źródeł energii” (2023) i „Rejestru wytwórców biogazu rolniczego” (2023).

nie mniejszej mocy zainstalowanej, obserwowany jest również w przypadku biogazowni wykorzystujących odpady komunalne, w tym wytwarzających biogaz z oczyszczalni ścieków. W Polsce

Rysunek 3. Łączna i średnia moc zainstalowana w biogazowniach rolniczych w Polsce w latach 2011–2023



Źródło: opracowanie własne na podstawie „Rejestru wytwórców biogazu rolniczego” (2023).

liczba tego typu podmiotów, których moc zainstalowana nie przekracza 1 MW, sięga 91, a ich łączna moc zainstalowana wynosi ponad 33 MW. Niezwykle popularne są one w województwach wysoko zurbanizowanych, np. śląskim i mazowieckim („Rejestr wytwórców biogazu rolniczego”, 2023).

Biogazownie z perspektywy lokalnej

Biogazownie stanowią ważny krok w kierunku efektywnej transformacji energetycznej, rozwoju niskoemisyjnej gospodarki w obiegu zamkniętym. Oprócz możliwości energetycznego zagospodarowania bioodpadów umożliwiają stabilną i przewidywalną produkcję energii elektrycznej, której wielkość nie jest w bezpośredni sposób uzależniona od czynników przyrod-

nicznych, jak jest w przypadku fotowoltaiki czy energetyki wiatrowej. Dodatkowo, w procesie produkcji otrzymujemy ciepło i nawóz (poferment), który można stosować na gruntach rolnych, w przydomowych i działkowych ogródkach. Niemniej jednak o sprawnym funkcjonowaniu biogazowni nie świadczy jedynie zysk ekonomiczny i wymiar materialny. Zależy ono bowiem od zaangażowania lokalnych aktorów. Nie tylko ze względu na możliwość pozyskiwania surowców i zbycia produktów (ciepła, nawozu), ale także z uwagi na bezpośrednie sąsiedztwo z inwestycją biogazową i wynikające z tego ponoszenie kosztów jej działania, które determinują odbiór społeczny przedsięwzięć biogazowych.

Rysunek 4. Najczęstsze negatywne opinie lokalnego społeczeństwa na temat biogazowni



Źródło: opracowanie własne.

Jak wynika z badań [Chodkowska-Miszczuk (2019, 2022, 2023), Chodkowska-Miszczuk i in. (2019, 2020, 2021, 2022, 2023), Martinát i in. (2022)], postrzeganie biogazowni jest raczej negatywne (rysunek 4). Taka percepcja w największym stopniu czytelna jest na obszarach wiejskich, na których nowe podmioty energetyczne są doskonale widoczne. Na obszarach miejskich powstawanie biogazowni jest silnie powiązane z już istniejącymi obiektami komunalnymi, a więc znanymi, znajdującymi się zazwyczaj w przemysłowej i/lub peryferyjnej części miasta. Generalnie, negatywny wizerunek biogazowni wynika – z jednej strony – z narracji znanej z przekazów publicznych, budowanej często w sposób powielający stereotypy [Chodkowska-Miszczuk i in., 2023], a z drugiej – stanowi wypadkową doświadczeń osób na co dzień żyjących w otoczeniu biogazowni, wśród których wymieniane są: obniżenie jakości środowiska przyrodniczego (np. nieprzyjemne zapachy, wzrost hałasu i zanieczyszczeń), zmniejszenie atrakcyjności nieruchomości i obniżenie potencjału turystycznego danego obszaru. Nie bez znaczenia są także kwestie etyczne związane z wykorzystaniem produktów rolnych do celów pozakonsumpcyjnych, w tym budowanie struktury substratów z roślin uprawianych wyłącznie w celach energetycznych. Nietrudno tu nie przyznać racji mieszkańcom, szczególnie w sytuacji, kiedy zmianie ulegają ustalenia dotyczące działalności biogazowej, podejmowane na etapie przedinwestycyjnym i uzgadniane w drodze konsultacji

społecznych. A tak dzieje się na przykład wtedy, gdy biogazownia rolnicza, budując efektywne łańcuchy dostaw, gwarantując generowanie dochodu ekonomicznego, przeistacza się w biogazownię utylizacyjną i kreuje nowe ścieżki dostaw substratów, często wykraczające poza poziom lokalny i wymuszające wzmożony ruch kołowy i przewóz ciężkich ładunków [Chodkowska-Miszczuk i in., 2021]. Wiejska infrastruktura transportowa zazwyczaj nie jest przygotowana na tak intensywną eksploatację. Pamiętając o tym, że biogazownie w Polsce zwykle lokowane są na uboczu jednostek osadniczych, należy uwzględnić także kategorię dróg prowadzących do tych obiektów. Są to często drogi gruntowe lub asfaltowe, wymagające pilnej modernizacji. Sam transfer ładunków do biogazowni też może wzbudzać niepokój lokalnego społeczeństwa, bowiem niewłaściwie zabezpieczony transport bioodpadów może stać się źródłem nieprzyjemnych zapachów, a także uporczywego hałasu czy wreszcie zanieczyszczeń nawet w postaci unoszącego się kurzu z dróg gruntowych podczas ruchu pojazdów.

Przykład transportu do biogazowni, Rozhanovce, Słowacja



Źródło: J. Chodkowska-Miszczuk.

Omówione powyżej wyzwania związane z rozwojem sektora biogazowego opartego przede wszystkim na zagospodarowaniu odpadów, a więc stanowiącego wyraz upowszechniania się gospodarki w obiegu zamkniętym, powinny być przedmiotem debat społecznych i dyskusji. Co prawda, niemal każda inwestycja biogazowa poprzedzana jest akcjami edukacyjnymi, wyjazdami studyjnymi do innych biogazowni, które mają na celu przekonanie lokalnego społeczeństwa do korzyści płynących z powstania biogazowni. I to jest bardzo cenny i ważny element procesu inwestycyjnego, ale nie może on być jedynym. Po pierwsze, te zamierzone działania inicjowane przez przedsiębiorców biogazowych mają często mniejszy wpływ wobec oczekiwanego, m.in. z uwagi na relatywnie niskie zainteresowanie mieszkańców. Co więcej, owa ciekawość dotycząca problematyki biogazowej jest zdecydowanie niższa wśród kobiet, a biorąc pod uwagę zachowania i postawy społeczne, umiejętności energetyczne, wskazane jest tworzenie warunków umożliwiających poznanie sektora biogazu również przez kobiety [Chodkowska-Miszczuk, 2019, 2022]. Po drugie, omawianie kosztów działania biogazowni bywa niekompletne czy przekazywane w sposób niejasny i niezrozumiały. Niedostarczenie niezbędnych informacji czy pobieżne dyskusje w zakresie zasadniczych aspektów funkcjonowania biogazowni nie stanowią dobrej

drogi do budowania wzajemnego zaufania, a jedynie generują możliwe napięcia społeczne i mogą stać się zarzewiem konfliktów społeczno-przestrzennych, takich jak definiowane przez syndrom NIMBY (*Not In My Back Yard* – nie na moim podwórku). Należy zatem poszukiwać atrakcyjniejszych sposobów zaznajamiania społeczeństwa z inwestycją, uwzględniając możliwości i potrzeby wszystkich grup i kategorii społecznych, a co najważniejsze – nie kończyć organizacji tego typu spotkań i wydarzeń wraz z uruchomieniem biogazowni, a traktować je jako fundamentalny element zarządzania przedsiębiorstwem w sposób demokratyczny i odpowiedzialny.

Jak uzyskać i utrzymać aprobatę dla biogazowni

Rozpoczęcie działalności biogazowej nie zwalnia przedsiębiorców z responsywnej postawy, bowiem akceptacja społeczna wyrażona w fazie przedinwestycyjnej może ulec zmianie. Jak dowodzą badania [Martinát i in., 2022], mieszkańcy, którzy na etapie przedinwestycyjnym wyrazili poparcie dla biogazowni, zmienili zdanie w trakcie jej fazy operacyjnej, kształtując swoją opinię na podstawie indywidualnych odczuć i własnych doświadczeń. Jeśli chodzi o wyrażenie aprobaty dla projektów biogazowych, decydujący okazał się wpływ ich działania na dobrostan mieszkańców, definiowany tak zarówno poprzez niespełnione obietnice związane z dystrybucją taniego ciepła sieciowego z biogazowni do gospodarstw, jak i pogarszającą się jakość życia wywołaną zapachami, dojmującymi hałasem i zanieczyszczeniami. Potrzebne są tu więc zdecydowane działania pozwalające na dwukierunkowy przepływ informacji i sprawną komunikację między społeczeństwem a operatorami instalacji, tak aby móc zapobiegać tłącym się niepokojom, zmieniającym się postawom, a przede wszystkim umiejętnie czytać rodzące się lokalne potrzeby wobec biogazowni korzystającej przeciw z zasobów lokalnych, w tym tego najważniejszego dobra lokalnego, jakim jest przestrzeń [Chodkowska-Miszczuk, 2022].

Miejsce szczegółowej lokalizacji biogazowni nie powinno wynikać jedynie z planowanego przeznaczenia danej działki, ale podlegać obiektywnym ocenom, zarówno pod względem dostępności transportowej, jak i uwarunkowań przyrodniczych, w tym np. związanych z dominującym w Polsce kierunkiem wiatru, który stanowi o ewentualnym przemieszczaniu się zapachów z miejsca magazynowania substratów czy podczas ich transportu, co nie zawsze jest wykluczone i odpowiednio zabezpieczone. Równie ważne jest zwrócenie uwagi na stan infrastruktury drogowej i możliwości jej intensywnej eksploatacji. Pojawienie się nowego podmiotu energetycznego to także ingerencja w krajobraz kulturowy, potencjalny czynnik determinujący rozwój funkcji rekreacyjno-turystycznej danego obszaru. Innymi słowy, należyte podejście do całego procesu wyboru miejsca realizacji inwestycji biogazowej to podstawa dbania o sprawiedliwość przestrzenną w procesie transformacji energetycznej, tak istotną z punktu widzenia jakości życia ludzi mieszkających na terenie atrakcyjnym pod kątem lokalizacji inwestycji.

W celu pogodzenia priorytetów przedsiębiorców biogazowych, którzy często otrzymali czasowe wsparcie publiczne, z potrzebami artykułowymi przez lokalne społeczeństwo, należy zwrócić uwagę na poszukiwanie form łączących obie grupy, pozwalających na wyjście z uzyskiwanej pomocy publicznej,

niestygmatyzujących, a angażujących i umacniających poczucie sprawczości mieszkańców i odpowiedzialności za miejsce ich codziennego funkcjonowania. Analizując aktualną sytuację, należy zwrócić uwagę na pojawiające się już przesłanki owego trendu, np. w postaci budowania mniejszych biogazowni dopasowanych do możliwości lokalnego rynku substratów czy rosnącej roli lokalnych inwestorów, w tym samorządów i mieszkańców. Wydaje się, że cennym kierunkiem zmian są przedsięwzięcia energetyczne realnie współzarządzane przez lokalne społeczności, np. w formie spółdzielni. Mogą one być efektywne i stanowić przykład dobrych praktyk.

Prof. dr hab. Justyna M. Chodkowska-Miszczuk, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Nauk o Ziemi i Gospodarki Przestrzennej

Bibliografia

- J. Chodkowska-Miszczuk, 2019, *Przedsiębiorstwa biogazowe w rozwoju lokalnym w świetle koncepcji zakorzenienia*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika.
- J. Chodkowska-Miszczuk, 2022, *A new narrative for sustainability: exploring biogas plants as 'first movers' in raising energy awareness*, Australian Journal of Environmental Education, 38, 152–167. <https://doi.org/10.1017/ae.2021.17>
- J. Chodkowska-Miszczuk, 2023, *Exploring the steps towards a post-socialist sustainable space*, W N. Mörner (red.), *Ecological concerns in transition: a comparative study on responses to waste and environmental destruction in the region*, s. 171–179, Centre for Baltic and East European Studies.
- J. Chodkowska-Miszczuk, S. Martinát, R. Cowell, 2019, *Community tensions, participation, and local development: factors affecting the spatial embeddedness of anaerobic digestion in Poland and the Czech Republic*, Energy Research and Social Science, 55, s. 134–145. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.010>
- J. Chodkowska-Miszczuk, S. Martinát, M. Kulla, L. Novotný, (2020), *Renewables projects in peripheries: determinants, challenges and perspectives of biogas plants: insights from Central European countries*, Regional Studies, Regional Science, 7, s. 362–381. <https://doi.org/10.1080/21681376.2020.1807399>
- J. Chodkowska-Miszczuk, S. Martinát, D. van der Horst, 2021, *Changes in feedstocks of rural anaerobic digestion plants: external drivers towards a circular bioeconomy*, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 148, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111344>
- J. Chodkowska-Miszczuk, S. Kuziemkowska, P. Verma, S. Martinát, A. Lewandowska, 2022, *To know is to accept: uncovering the perception of renewables as a behavioural trigger of rural energy transition*, Moravian Geographical Reports, 30, 311–323. <https://doi.org/10.2478/mgr-2022-0020>
- J. Chodkowska-Miszczuk, T. M. Starczewski, K. Rogatka, A. Lewandowska, S. Martinát, 2023, *From adoration to damnation? Exploring role of media in shaping low-carbon economy in times of the COVID-19 pandemic*, Environment, Development and Sustainability, 25, 9543–9565. <https://doi.org/10.1007/s10668-022-02446-9>
- S. Martinát, J. Chodkowska-Miszczuk, M. Kulla, J. Navrátil, P. Klusáček, P. Dvořák, L. Novotný, T. Krejčí, L. Přebil, J. Trojan, B. Frantál, 2022, *Best practice forever? Dynamics behind the perception of farm-fed anaerobic digestion plants in rural peripheries*, Energies, 15, 1–17. <https://doi.org/10.3390/en15072533>
- Europejski Zielony Ład, 2019, Komisja Europejska.
- Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1583933814386&uri=COM:2020:98:FIN>
- Instalacje odnawialnych źródeł energii, 2023, Urząd Regulacji Energetyki <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-30-czerwca-2023-r.html> (31.10.2023).
- Rejestr wytwórców biogazu rolniczego, 2023, Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa <https://www.gov.pl/web/kowr/rejestr-wytworcow-biogazu-rolniczego> (31.10.2023).
- Rejestr wytwórców energii w małej instalacji, 2023, Rejestry i wykazy. Urząd Regulacji Energetyki <https://rejestry.ure.gov.pl/o/21> (31.10.2023).

CERTYFIKATY F-GAZ

ekoUDT w obszarze urzędzeń oddziałujących na ekosystem cz. 2

Krzysztof Rudzewicz

Unia Europejska konsekwentnie prowadzi działania zmierzające do ograniczania emisji substancji wpływających destrukcyjnie na warstwę ozonową oraz wywołujących tzw. efekt cieplarniany. Działania te polegają na ograniczaniu emisji i wycofywaniu substancji zubożających warstwę ozonową oraz ograniczaniu dostępności czynników chłodniczych z grupy gazów fluorowanych tzw. F-gazów, które są gazami cieplarnianymi. W UDT prowadzimy działania wpisujące się w ten kierunek.

CERTYFIKACJA PERSONELU

Obowiązek posiadania właściwego certyfikatu personalnego dotyczy osób realizujących czynności na urządzeniach zawierających SZWO (substancje zubażające warstwę ozonową) lub F-gazy.

Certyfikacja nie dotyczy osób eksploatujących i realizujących czynności inne niż określone w zakresie certyfikatu (np. czyszczenie, wymiana filtrów, ozonowanie).

Certyfikaty personalne wydawane są bezterminowo w formie plastikowej karty wielkości dowodu osobistego na wniosek, który można złożyć do dowolnego oddziału lub biura UDT na podstawie dokumentu potwierdzającego pozytywne zdanie egzaminu, wydawanego przez krajową jednostkę oceniającą (egzaminującą) personel.

ZMIANA ZAKRESU CERTYFIKATÓW

Zgodnie z tzw. ustawą zmieniającą z 2017 roku (Dz.U. z 2017, poz. 1567), dla personelu certyfikowanego, poszerzono zakres certyfikatu o czynności niżej wskazane. Możliwość wykonywania tych czynności istnieje niezależnie od tego, czy ktoś wymieni certyfikat na nowy, o rozszerzonym zakresie.

⇒ Certyfikaty dla personelu uzyskane **od 17 grudnia 2015 roku do 22 grudnia 2017 roku** w odniesieniu do:

- urzędzeń chłodniczych, klimatyzacyjnych i pomp ciepła (kategoria I lub kategoria II),
- kontroli szczelności, odzysku oraz instalacji, konserwacji lub serwisowania systemów ochrony przeciwpożarowej **zachowują ważność i upoważniają także do wykonywania czynności naprawy i likwidacji** takich urządzeń.

⇒ Certyfikaty personalne uzyskane od 17 grudnia 2015 roku do 22 grudnia 2017 roku w zakresie:

- odzysku z rozdzielnic wysokiego napięcia **zachowują ważność i upoważniają także do wykonywania czynności instalowania, konserwacji lub serwisowania, naprawy i likwidacji** stacjonarnych rozdzielnic elektrycznych zawierających fluorowane gazy cieplarniane lub odzysku tych gazów z rozdzielnic elektrycznych.

Zgodnie z powyższym istnieje możliwość wymiany posiadanych certyfikatów wydanych przez UDT na certyfikaty

zawierające dodatkowe czynności bez obowiązku zdawania kolejnych egzaminów. Należy złożyć wniosek do UDT o wymianę aktualnego certyfikatu (koszt takiej wymiany to 50 zł). Zmiana zakresu certyfikatu nie dotyczy uprawnień uzyskanych w innym kraju członkowskim UE i nie może być on wymieniony na certyfikat w Polsce w powyższym zakresie.

CERTYFIKATY WYDANE W INNYCH KRAJACH

Kwalifikacje wydane przez inne kraje członkowskie UE nie wymagają potwierdzenia przez Urząd Dozoru Technicznego. Certyfikaty te muszą posiadać jednak określone dane, takie jak:

- nazwa jednostki certyfikującej, imię i nazwisko posiadacza certyfikatu w pełnym brzmieniu, numer certyfikatu oraz, w stosownych przypadkach, data wygaśnięcia,
- kategoria certyfikowanego pracownika oraz związane z tą kategorią czynności, do wykonywania których jest uprawniony,
- data wydania i podpis wydającego certyfikat.

Certyfikaty wydane w innych krajach członkowskich UE są honorowane w Polsce wyłącznie z przysięgłym tłumaczeniem oraz w zakresie i okresie ważności, na jaki zostały wydane.

CERTYFIKATY DLA PRZEDSIĘBIORCÓW

Zgodnie z art. 29 ustawy o SZWO i F-gazach, przedsiębiorca prowadzący działalność i wykonujący czynności dla osób trzecich **zobowiązany jest do posiadania certyfikatu dla przedsiębiorcy.**









Certyfikaty dla przedsiębiorców wydawane są bezterminowo w formie zalaminowanej kartki formatu A4, na podstawie wniosku i właściwych oświadczeń, które przedsiębiorca składa do najbliższego oddziału lub biura UDT.

FIRMY NIEPODLEGAJĄCE CERTYFIKACJI

Przedsiębiorstwa, które nie prowadzą działalności podlegającej certyfikacji mogą magazynować, transportować lub dostarczać fluorowane gazy cieplarniane bez posiadania certyfikatu.

Obowiązek posiadania certyfikatu dla przedsiębiorców nie dotyczy również produkcji i napraw odbywających się w obiektach producenta, a także w odniesieniu do czynności realizowanych na wszystkich urządzeniach mobilnych (urządzenia ruchome, niektóre

Tabela 1. Rodzaje certyfikatów dla personelu wydawanych przez UDT

| ZAKRES CERTYFIKATU | WZORY GRAFICZNE |
|---|--|
| <p>Urządzenia chłodnicze, klimatyzacyjne i pompy ciepła, agregaty samochodów ciężarowych i przyczep chłodni oraz urządzenia ruchome</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kategoria I: kolor ciemnozielony • Kategoria II: kolor jasnozielony • Kategoria III: kolor ciemnoniebieski • Kategoria IV: kolor jasnoniebieski <p>W zależności od kategorii certyfikat upoważnia do wykonywania:</p> <ol style="list-style-type: none"> kontrola szczelności, odzysku, naprawy, konserwacji lub serwisowania, likwidacji. | <p>Awers</p>  <p>Rewers</p>  |
| <p>Systemy ochrony przeciwpożarowej i gaśnicze</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kolor czerwony • Brak kategorii | <p>AW/EDC / DEL/EDC</p>   |
| <p>Rozdzielnice elektryczne</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kolor żółty • Brak kategorii | <p>AWERS/REWERS</p>   |
| <p>Rozpuszczalniki</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kolor pomarańczowy • Brak kategorii | <p>AWERS/REWERS</p>   |

re pojazdy silnikowe, agregaty chłodnicze samochodów ciężarowych i przyczepy chłodnie).

KONTROLE UDT

Urząd Dozoru Technicznego przeprowadza kontrole u przedsiębiorcy w celu potwierdzenia spełnienia wymagań stawianych przedsiębiorcy na podstawie obowiązujących przepisów ustawy o SZWO i F-gazach.

Kontrole przeprowadzane są przed wydaniem certyfikatu dla przedsiębiorcy, a co najmniej raz na 7 lat odbywają się tzw. kontrole okresowe.

Certyfikaty dla przedsiębiorców uzyskane między 17 grudnia 2015 roku a 22 grudnia 2017 roku do stacjonarnych urządzeń chłodniczych, klimatyzacyjnych i pomp ciepła oraz stacjonarnych systemów ochrony przeciwpożarowej zachowują ważność i upoważniają także do wykonywania naprawy i likwidacji bez dodatkowych warunków.

Istnieje możliwość wymiany posiadanych certyfikatów wydanych przez UDT na certyfikaty zawierające dodatkowe czynności bez konieczności zdawania kolejnych egzaminów. Należy złożyć wniosek do UDT o wymianę aktualnego certyfikatu (koszt to 50 zł). Certyfikat uzyskany w innym kraju członkowskim UE nie może być wymieniony na certyfikat krajowy.

Przedsiębiorcy posiadający już certyfikat F-gaz wydany przed 23 grudnia 2017 roku byli zobowiązani do 23 marca 2018 roku zaktualizować procedury, system dokumentowania czynności oraz dysponować minimalnym wyposażeniem zgodnie z nowymi wymaganiami prawa.

Szczegóły obecnie obowiązujących wymagań określają załączniki do rozporządzenia ministra rozwoju i finansów z 7 grudnia 2017 roku w sprawie minimalnego wyposażenia technicznego, procedur oraz systemu dokumentowania czynności przy prowadzeniu działalności, polegającej na instalowaniu, konserwacji lub serwisowaniu, naprawie lub likwidacji urządzeń zawierających fluorowane gazy cieplarniane (Dz.U. 2017, poz. 2417).

- Wymagania dla certyfikatu określone są w stosunku do:
- stacjonarnych urządzeń chłodniczych, klimatyzacyjnych i pomp ciepła – załączniki nr 1, 3 i 4,
 - systemów ochrony przeciwpożarowej – załączniki nr 2, 3 i 4.

CERTYFIKATY WYDANE W INNYCH KRAJACH

Mając na uwadze art. 10 ust. 10 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 517/2014 z 16 kwietnia 2014 roku w sprawie niektórych fluorowanych gazów cieplarnianych i uchylenia rozporządzenia (WE) nr 842/2006, który określa, że państwa członkowskie uznają certyfikaty i zaświadczenia o odbytym szkoleniu wydane w innym państwie członkowskim zgodnie z niniejszym artykułem – państwa członkowskie nie ograniczają swobody świadczenia usług lub swobody przedsiębiorczości z powodu wydania certyfikatu w innym państwie członkowskim.

Kwalifikacje wydane przez inne kraje członkowskie UE nie wymagają potwierdzenia przez Urząd Dozoru Technicznego. Certyfikaty te są ważne, jeżeli zawierają określone dane, takie jak:

- nazwa jednostki certyfikującej, imię i nazwisko posiadacza certyfikatu w pełnym brzmieniu, numer certyfikatu oraz, w stosownych przypadkach, data wygaśnięcia,
- czynności, do wykonywania których posiadacz certyfikatu jest uprawniony, w tym również wyrażona w kilogramach maksymalną pojemność ładunkowa odnośnych urządzeń,
- datę wydania i podpis wydającego certyfikat.

Certyfikaty wydane w innych krajach członkowskich UE są honorowane w Polsce wyłącznie z przysięgłym tłumaczeniem oraz w zakresie i okresie ważności, na jaki zostały wydane.

CERTYFIKATY DO 2022 Roku WYDANE PRZEZ URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO

- PONAD 37 400 CERTYFIKATÓW PERSONALNYCH,
- PONAD 12 000 CERTYFIKATÓW DLA PRZEDSIĘBIORCÓW.

Zapotrzebowanie na HFC (fluorowane gazy cieplarniane) maleje, choć zapotrzebowanie na urządzenia zawierające F-gazy obecnie jest wysokie. Już dziś czas oczekiwania na niektóre urządzenia z tej grupy wynosi ponad pół roku. Pojawiają się już technologie alternatywne, mające na celu zastąpienie lub zmniejszenie stosowania F-gazów. Prawdopodobnie z biegiem czasu nastąpi całkowite wyeliminowanie czynników z tej grupy.

Użycie łatwopalnych i wybuchowych czynników pociąga za sobą zwrócenie uwagi na bezpieczeństwo przy instalacji i serwisie tych urządzeń. Obecne przepisy zachęcają producentów urządzeń chłodniczych do wybierania rozwiązań wykorzystujących

nych naturalne gazy chłodnicze o niskim współczynniku GWP, takie jak R744 (dwutlenek węgla), R717 (amoniak) lub R290 (propan).

■ ■ ■ **Producenci czynników chłodniczych, chcąc zredukować wielkość ładunków GWP (Global Warming Potential), wprowadzają do obrotu coraz to nowsze mieszaniny czynników, bardziej ekologiczne, jednak czasami bardziej palne.**

Przy wykorzystaniu czynnika R744 wyższe ciśnienia w instalacji spowodują, że będą one podlegały obowiązkowym badaniom UDT. Chłodnictwo przemysłowe, ukierunkowane na duże wydajności chłodnicze, pozostanie prawdopodobnie przy rozwiązaniach wykorzystujących amoniak. Mniejsze systemy chłodnicze skupią się zaś na rozwiązaniach wykorzystujących alternatywne czynniki, wypierając F-gazy. Natomiast w przypadku małych urządzeń chłodniczych i klimatyzacyjnych wykorzystywane mogą być nadal takie węglowodory jak izobutan, propan czy butan. W rezultacie powstają systemy o małym ładunku, który jednocześnie jest bardzo scentralizowany (co minimalizuje ryzyko wycieków) oraz o niezwykle niskim współczynniku GWP lub nawet zerowym w przypadku R717. Zastosowanie naturalnych gazów chłodniczych, w połączeniu z wyborem pośrednich systemów chłodniczych, stanowi przejaw ogromnego zaangażowania w całkowicie ekologiczną przyszłość bez daty ważności.

Krzysztof Rudzewicz, specjalista ds. rozwoju technologii środowiskowych, Wydział Elektromobilności i Nowych Technologii Departament Techniki, Urząd Dozoru Technicznego

Tabela 3. Certyfikaty i zaświadczenia w zakresie SZWO i F-gazów w odniesieniu do właściwej grupy urządzeń

| URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO | | Uprawnienia dla osoby fizycznej | | Uprawnienia dla przedsiębiorcy | | |
|---------------------------|---|-------------------------------------|--|---------------------------------------|---|---|
| OPIS | ILUSTRACJA | Certyfikat personalny (beztymonowy) | Zaświadczenie o odbytym szkoleniu (dotymonowy) | Uzupełnienie CRQ | Certyfikat dla przedsiębiorcy (beztymonowy) | Wyposażenie Procedury System dokumentowania |
| Urządzenia mobilne | Urządzenia ruchome chłodnicze i klimatyzacyjne – czynność odzysku | ✓ | min. Kat. III | | | |
| | Samochody ciężarowe chłodnie i przyczepy chłodnie | ✓ | | ≥5 ton eq. CO2 F-gazu lub ≥ 3 kg SZWO | | |
| | Urządzenia klimatyzacyjne w niektórych pojazdach silnikowych | | ✓ | | | |
| Urządzenia stacjonarne | Stacjonarne urządzenia chłodnicze, klimatyzacyjne i pompy ciepła | ✓ | | ≥5 ton eq. CO2 F-gazu lub ≥ 3 kg SZWO | ✓ | ✓ |
| | Stacjonarne systemy ochrony przeciwpożarowej i gaśnice | ✓ | | ≥5 ton eq. CO2 F-gazu lub ≥ 3 kg SZWO | ✓ | ✓ |
| | Rozdzielnice elektryczne / rozdzielnice wysokiego napięcia | ✓ | | ≥5 ton eq. CO2 F-gazu lub ≥ 3 kg SZWO | | |
| | Rozpuszczalniki | ✓ | | ≥5 ton eq. CO2 F-gazu lub ≥ 3 kg SZWO | | |

Rola silników gazowych na gaz ziemny i wodór w przyszłym systemie energetycznym

Wacław Bilnicki

Izba Gospodarcza Gazownictwa, wspólnie z FEROX sp. z o.o., zorganizowała (16–17.11.2023 roku) warsztaty pt. „Rola produkcji energii elektrycznej w oparciu o silniki gazowe zasilane gazem ziemnym z dodatkiem wodoru w przyszłym systemie energetycznym”. Spotkanie otworzyła Teresa Laskowska, dyrektor IGG, podkreślając, że realizowana w gospodarkach Unii Europejskiej transformacja energetyczna niesie wyzwania, ale i szanse dla branży gazowniczej. Ograniczanie emisji CO₂ i dynamiczny wzrost udziału nośników energii i paliw zdekarbonizowanych w miksie energetycznym otwierają możliwości wdrażania innowacyjnych technologii. Jedną z nich jest rozwijająca się technologia produkcji energii z wykorzystaniem gazowych silnikowych układów kogeneracyjnych, których rola w systemie elektroenergetycznym rośnie w każdym wymiarze zarówno dostarczanej mocy, jak i stabilizacji oraz lokalnego bilansowania sieci.

Źródła finansowania i uwarunkowania rozwoju silnikowych układów kogeneracyjnych, wprowadzane przepisami KE Unii Europejskiej omówili J. Bogucki, dyrektor Biura Branży Energetycznej i Technologii, i A. Kulawiak, starszy specjalista z BGK S.A. Pakiety *Fit for 55* i REPowerEU oraz dyrektywy: EED, UE ETS oraz RED II i III, określają wiążący cel UE w zakresie OZE w 2030 roku na poziomie 42,5% (obecnie 32%). Ponadto, w 2030 roku w przemyśle ma być 42% wodoru z OZE, a w 2035 roku 60%. Limit emisji dwutlenku węgla dla kogeneracji wynosi 270 g CO₂/kWh, będzie on miał zastosowanie do jednostek nowych oraz znacząco zmodernizowanych. Projekty kogeneracji wykorzystującej zielony wodór jako paliwo mają wsparcie finansowe z Funduszu InvestEU i Funduszu Modernizacji. BGK od kwietnia br. ma możliwość samodzielnego udzielania kredytów inwestycyjnych z gwarancją InvestEU. Uzyskanie kredytu w BGK z gwarancją InvestEU jest możliwe po otrzymaniu pozytywnej decyzji kredytowej BGK oraz Komitetu Inwestycyjnego InvestEU przy KE. Kredytem można objąć do 50%, a nawet do 70% kosztów całej inwestycji, z czego następnie 50% kredytu (jego spłaty) może być objęte gwarancją InvestEU.

K. Lisiecki, wiceprezes zarządu FES Ferox sp. z o.o., zaprezentował rozwój układów kogeneracyjnych i wskazał na perspektywiczne możliwości współspalania wodoru w silnikach gazowych i techniczne parametry tego procesu. Zwrócił szczególną uwagę na kontenerowe elektrociepłownie kogeneracyjne jako odpowiedź na potrzebę zwiększenia zasilania w energię elektryczną bądź ciepłą bez konieczności inwestowania w obiekty kubaturowe. Takie rozwiązanie jest bardzo praktyczne w lokalizacjach trudno dostępnych dla systemowych dostawców ciepła czy energii elektrycznej, a także w miejscach, w których brak dostaw systemowych dla przyłączy dużych mocy.

M. Schneider, *product manager*, i M. Opozda, dyrektor sprzedaży INNIO Jenbacher GmbH & Co OG i Ferox sp. z o.o., przedstawili ideę kogeneracji na silnikach spalinowych, parametry standardowo osiągalne, zrealizowane projekty na paliwo wodorowe, propan-GZ i biogaz-GZ oraz doświadczenia eksploatacyjne dotyczące gazowych paliw specjalnych. Układy kogeneracyjne wykorzystują ciepło odpadowe z pracy silnika do generowania wyższej ogólnej sprawności na poziomie ponad 90%. Ta metoda pozwala na osiągnięcie około 40% oszczędności

energii pierwotnej w porównaniu z oddzielnym wytwarzaniem energii i ciepła. Obecne możliwości wykorzystywania wodoru w silnikowych układach kogeneracyjnych pozwalają nawet na 25-procentowy udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym lub biometanem. Znane są wyniki kilkuletnich doświadczeń eksploatacyjnych silników wykorzystujących gazowe mieszanki paliwowe z wodorem w różnych stężeniach. Wskazują one, że w perspektywie kilku lat eksploatacja silników wykorzystujących paliwa gazowe z wodorem nie będzie już kojarzona z ryzykiem.

Możliwości i potrzeby wykorzystania kogeneracji w ciepłownictwie przedstawił B. Reguński, wiceprezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, stwierdzając, że w długoterminowej perspektywie, do 2050 roku, w każdej definicji „efektywnego systemu ciepłowniczego” jest miejsce dla kogeneracji wykorzystującej także paliwa kopalne. Jednak wraz z upływem czasu jej rola będzie się zmieniała, a jedynym długofalowym rozwiązaniem jest kogeneracja oparta na nośnikach odnawialnych, takich jak biogaz i zielony wodór.

Dyrektor Urszula Zając z PSG sp. z o.o. przedstawiła strukturę podmiotów produkujących ciepło w źródłach o różnej mocy, z przewagą ilościową źródeł małych, do 50 MW mocy (220 podmiotów). Osiem przedsiębiorstw dysponowało mocą źródeł ponad 1000 MW każde. Są to potencjalne lokalizacje do instalacji układów kogeneracyjnych. Silniki na paliwa z domieszką wodoru są na rynku, ale ich eksploatacja niesie ryzyko w porównaniu ze spalaniem metanu, powodowane wymaganiami dotyczącymi szczelności, dyfuzji, granic wybuchowości czy relatywnie niskiej energii zapłonu. Ciągły postęp w obszarach technologii materiałowych, rozwiązań technicznych i systemów sterowania niweluje niedogodności związane z obecnością wodoru w paliwach gazowych. Dzięki temu silniki gazowe na paliwa wodorowe mają wielką szansę na zmianę struktury paliw i technologii w wytwarzaniu energii.

K. Fuzowski, dyrektor Oddziału EC Zgierz PGE Energia Ciepła SA, zaprezentował dane techniczne elektrociepłowni w Zgierzu, podkreślając, że została ona skonwertowana na paliwo gazowe i energię słoneczną po instalacji ciepłowni słonecznej na kolektorach o mocy 0,099 MWt i obecnie realizowanym zwiększeniem mocy do 0,200 MWt. Produkcja energii jest oparta na trzech układach kogeneracyjnych z trzema silnikami typu JMS 624 (każdy o mocy el. 4,720 MWe, mocy cieplnej 5,119 MWt, sprawności 46,9%, produkcji INNIO Jenbacher) o łącznej mocy elektrycznej 13,5 MW i mocy cieplnej 14 MW, zasilających sieć miejską, z możliwością produkcji pary wodnej dla pobliskich fabryk. Obydwa źródła pracują w układzie hybrydowym, co obniżyło emisję CO₂ o około 67%, SO₂ o 100%, NO_x o 58%, a pyłów o 100%.

Podczas warsztatów zadawano wiele pytań, które wywołały dyskusję i pogłębiły zakres przekazywanej wiedzy. Prowadzone rozmowy wskazały, że warsztaty spełniły oczekiwania uczestników, tym bardziej że następnego dnia prawie 80-osobowa grupa uczestników zapoznała się bezpośrednio z inwestycją i instalacjami układów kogeneracyjnych w Elektrociepłowni w Zgierzu PGE Energia Ciepła SA.

Wacław Bilnicki, ekspert ds. wodoru, Izba Gospodarcza Gazownictwa

Emisje metanu z sieci gazowej – nowe wyzwania

Warsztaty techniczne IGG (25–26.10.2023)

Eliza Dyakowska

Na początku 2024 roku ma wejść w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji CH_4 w sektorze energetycznym UE. Rozporządzenie będzie miało bezpośrednie przełożenie na działanie branży, a jego celem jest zmniejszenie emisji CH_4 z energii produkowanej lub zużywanej w UE z paliw kopalnych.

Robert Perkowski, prezes zarządu IGG, przywitał uczestników i oficjalnie otworzył warsztaty, mające na celu wymianę informacji o przygotowaniach do wdrożenia rozporządzenia w obszarach upstream, przesyłu i dystrybucji.

Prof. Jan Hupka (PGd) przedstawił obieg CH_4 w przyrodzie oraz zmiany stężenia w atmosferze CO_2 , CH_4 i N_2O – rosnące gwałtownie w okresie ostatnich 200 lat. Autor nawiązał także do niedawnego uszkodzenia gazociągu między Estonią a Finlandią i przedstawił różne modele rozchodzenia się gazu w takich przypadkach.

Kluczowe przepisy rozporządzenia, a także różnice w propozycjach Rady UE i PE omówił **Michał Kopeć (ORLEN)**. Prelegent przedstawił też przedsięwzięcia Grupy ORLEN – PGNiG Upstream Polska, podjęte w celu dostosowania do wymagań rozporządzenia, oraz harmonogram działań.

Przygotowania operatorów zaprezentował **Łukasz Zabrzecki (GAZ-SYSTEM)** oraz **Robert Hernik (PSG)**.

GAZ-SYSTEM od 2010 roku realizuje projekty mające na celu określenie wielkości emisji z elementów systemu przesyłowego. W prezentacji wymieniono m.in. urządzenia wykorzystywane do wykrywania i określania wielkości emisji, w tym kamery wyposażone w czujniki na podczerwień i ręczne detektory laserowe CH_4 .

W PSG prowadzone są działania zmierzające do wyznaczenia współczynników emisji (EF) dla elementów sieci użytkowanych przez PSG oraz inwentaryzacji emisji CH_4 z sieci, a następnie do opracowania programów LDAR i MRV i wdrożenia ich w spółce. Wymieniono też metody kontroli infrastruktury.

Jadwiga Holewa-Rataj (INiG PIB) przedstawiła **WT-IGG-4101 Metody pomiaru i określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej**. Wytyczne dotyczą przesyłu i dystrybucji, ale mogą mieć zastosowanie w innych obszarach. Inwentaryzacja emisji obejmuje emisje lotne, upusty gazu oraz emisje z niecałkowitego spalania. Wymieniono m.in. metody pomiaru, w tym metody z opływem powietrza (INiG – PIB pracuje nad własnym urządzeniem).

O raportowaniu zgodnie z wytycznymi OGMP Partnerstwo w zakresie metanu w sektorze ropy naftowej i gazu) opowiedział **Michał Figiel (GAZ-SYSTEM)**. Organizacje zrzeszone w ramach OGMP zobowiązane są do osiągnięcia **Złotego Standardu** w 3 lata od przystąpienia oraz określenia celu redukcji emisji CH_4 . GAZ-SYSTEM przystąpił do tej inicjatywy w 2021 roku. Omówiono badania mające na celu aktualizację współczynników emisji dla stacji gazowych, tłoczni gazu oraz w spalinach.

Dagna Zakrzewska (KOBIZE) powiedziała, na czym polega krajowa inwentaryzacja emisji CH_4 i innych gazów cieplarnianych w Polsce. W prezentacji omówiła wielkość lotnej emisji CH_4 w 2021 roku z paliw stałych oraz systemów gazu ziemnego i ropy naftowej w przeliczeniu na ekwiwalent CO_2 , a także fluktuacje tych wartości w latach 1988–2021.

O rozszerzeniu handlu emisjami w ramach **Fit for 55** – wynikach modelowania ekonomicznego – opowiedział **Maciej Cygler (KOBIZE)**. Autor zauważył, że przy obecnym kształcie systemu EU ETS do 2039 roku skończą się uprawnienia oferowane w ramach rynku pierwotnego. Pozostałe emisje (tzw. *Residual emission*) będą musiały być kompensowane np. przez pochłanianie CO_2 , jednak obecna architektura EU ETS nie przewiduje tego rozwiązania.

Hubert Ficek (ORLEN) przedstawił projekty grupy dotyczące CCS. Planowane jest zmniejszenie emisji CO_2 o 25% do 2030 roku, m.in. przez zastosowanie technologii wychwytu, składowania lub wykorzystania (CCUS). W prezentacji nawiązano do projektu Polaris, którego celem jest sekwestracja CO_2 na Morzu Barentsa.

Sebastian Rzydzik (PŚI) powiedział o wspólnym projekcie GAZ-SYSTEM, PŚI, INiG – PIB oraz firm Technowis i Vortex „**Inteligentny system monitorowania obszarów wokół gazociągów do automatycznej detekcji i klasyfikacji anomalii infrastruktury gazowniczej (iDiaGaSys)**” (z dofinansowaniem NCBiR).

Ta prezentacja stanowiła wprowadzenie do zwiedzania stanowiska na terenie stacji GAZ-SYSTEM w Łukanowicach. Stanowisko służy m.in. do testowania systemu **iDiaGaSys**. Symulowane są cztery różne elementy sieci, a zakres generowanych wypływów gazu wynosi od 0,25 do 200 l/min przy ciśnieniu od 1,6 do 6,3 MPa. Na stanowisku możliwe jest badanie różnych urządzeń, w tym hiperspektralnych i termowizyjnych.

Podczas zwiedzania można było zobaczyć kamerę hiperspektralną (TELOPS), umożliwiającą obrazową detekcję oraz ocenę ilościową stężenia CH_4 z pokładu śmigłowca. Uczestnicy warsztatów wykorzystali możliwość zadawania pytań i zwiedzanie trwało znacznie dłużej niż zakładano.

Na podstawie odpowiedzi na ankietę skierowaną do osób, które wzięły udział w spotkaniu, licznych pytań i dyskusji po każdej prezentacji oraz podczas zwiedzania można stwierdzić, że warsztaty spełniły oczekiwania uczestników.

Dr inż. Eliza Dyakowska, kierownik Sekretariatu Komitetu Standardu Technicznego, IGG

Europejski Bank Wodoru

Robert Mikulski

Wstępne plany dotyczące powstania Europejskiego Banku Wodoru (*European Hydrogen Bank*) zostały ogłoszone już podczas publikacji przez Komisję Europejską w lipcu 2020 roku strategii wodorowej dla Europy neutralnej dla klimatu, mającej na celu przyspieszenie rozwoju czystego wodoru i zapewnienie jego roli jako podstawy dla neutralnego dla klimatu systemu energetycznego do 2050 roku. Strategia ta spotkała się z dużym zainteresowaniem społeczeństwa i niezmiennie pokładane są w niej wielkie nadzieje na skuteczną i bezpieczną przemianę zarówno europejskiej energetyki, jak i gospodarki, w model oparty na zielonym wodorze.

Czym jest Europejski Bank Wodoru?

Ustanowienie Europejskiego Banku Wodoru 14 września ogłosiła Ursula von der Leyen, przewodnicząca Komisji Europejskiej, w swoim orędziu o stanie Unii Europejskiej. Jego celem jest zniewelowanie luki inwestycyjnej i wspieranie produkcji oraz importu wodoru odnawialnego, aby zaspokoić zaplanowane zapotrzebowanie na 20 mln ton wodoru odnawialnego. Bank ten ma kluczowe znaczenie dla realizacji celów RePowerEU oraz przejścia na gospodarkę neutralną klimatycznie, stymulując prywatne inwestycje w łańcuchy wartości wodoru w UE i poza nią. Europejski Bank Wodoru będzie działał jako wieloobszarowy instrument, składający się z dwóch mechanizmów finansowania, aby wspierać produkcję wodoru globalnie i zapewnić przejrzystość rynku. Ważnym aspektem będzie koordynacja istniejących instrumentów finansowych wspierających wodór i opracowanie spójnych ram regulacyjnych dla produkcji i zużycia wodoru w UE.

Filary Europejskiego Banku Centralnego

Utworzenie rynku krajowego

Podstawowym mechanizmem służącym utworzeniu rynku krajowego wodoru odnawialnego będzie mechanizm aukcji ze stałą premią, wspierających produkcję wodoru w UE. Aukcje te będą uruchomione w ramach funduszu innowacyjnego jako część nowego systemu przetargowego.

Kluczowe cele mechanizmu aukcji obejmują łączenie podaży i popytu, efektywne zmniejszenie różnicy kosztów między wodorem odnawialnym a konwencjonalnym, umożliwienie prognozowania przyszłych cen, redukcję ryzyka projektów związanych z wodorem i obniżenie kosztów kapitałowych, a także zapewnienie przejrzystych procedur zmniejszających obciążenia administracyjne, redukujących koszty oraz ułatwiających szybkie wprowadzenie na rynek.

Pierwsza aukcja Europejskiego Banku Wodoru już ruszyła!

Zgodnie z zapowiedzią, Komisja Europejska 28 listopada 2023 roku uruchomiła pierwszą aukcję w ramach projektu Europejskiego Banku Wodoru, której budżet wynosi około 800 mln euro, co jest niewielką częścią ogólnych planowych wydatków RePowerEU, wynoszących 470 mld euro. Aukcja ma na celu zmniejszenie różnicy w kosztach produkcji i zwiększenie stabilności dochodów, co poprawi atrakcyjność finansową projektów.

Płatności będą przyznawane na podstawie certyfikowanych ilości dostarczonego wodoru RFNBO. Producentom zostanie przyznana dotacja w formie stałej premii za każdy kilogram wyprodukowanego wodoru przez okres do dziesięciu lat.

Komisja Europejska podkreśla, że dzięki konsultacjom z interesariuszami aukcje będą proste, przejrzyste i szybkie. Zarządzenie projektem powierzono Europejskiej Agencji Wykonawczej ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (CINEA).

Zgodnie z założeniami aukcji pilotażowej, składane przez wnioskodawców oferty powinny opierać się na proponowanej premii cenowej za kilogram wyprodukowanego wodoru do maksymalnej wysokości 4,5 euro/kg. Projekty zostaną poddane selekcji i po ich wyborze obłożone obowiązkiem uruchomienia procedury produkcji wodoru w okresie pięciu lat.

W celu zrozumienia całego programu Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (podmiot przeprowadzający aukcje) zorganizowała Dzień Informacyjny, który pozwolił potencjalnym wnioskodawcom uzyskać odpowiedzi na najbardziej nurtujące ich pytania.

Na składanie wniosków poprzez portal UE *Funding and Tenders* zainteresowane podmioty mają czas do 8 lutego 2024 roku, a już w kwietniu zostaną poinformowani o wynikach oceny. Na podpisanie umowy będzie maksymalnie dziewięć miesięcy od zamknięcia zaproszenia.

Pierwsza aukcja w szczegółach

Limit dotacji na wniosek to maksymalnie jedna trzecia całego budżetu, czyli nie więcej niż 266,66 mln euro. Dozwolone jest zwiększenie produkcji do 140% planowanej średniej rocznej, lecz bez dodatkowych dotacji powyżej maksymalnej przydzielonej kwoty. Umowa dotacyjna wygasa po dziesięciu latach od startu projektu, chyba że założenia produkcyjne zostaną osiągnięte wcześniej dzięki zasadzie elastyczności produkcji.

W procesie kwalifikacyjnym do uzyskania finansowania istotne są trzy wymagania: dopuszczalność, która wymaga przestrzegania terminów, korzystania z odpowiednich formularzy i przedstawienia kompletnej dokumentacji; kwalifikowalność, gdzie wnioski powinny dotyczyć projektów w Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG) i mieścić się w budżecie do 266,67 mln euro, a proponowana cena nie może przekraczać 4,50 euro/kg, przy zachowaniu zgodności z regulacjami prawnymi UE i braku ograniczeń geograficznych dla członków konsorcjum, co musi być potwier-

dzone podpisanymi oświadczeniami własnymi, oraz adekwatność, czyli ocena propozycji na podstawie dojrzałości technicznej, finansowej i operacyjnej, opisanej w formularzu zgłoszeniowym.

W procedurze aukcyjnej wyodrębniamy trzy główne elementy. Po pierwsze, zasadę konkurencyjności, która gwarantuje brak dyskryminacji uczestników, zapewnia przejrzystość wymagań oraz wystarczający czas na przygotowanie ofert, z zastrzeżeniem, że całkowity dostępny budżet jest ograniczeniem i nie ma miejsca na *ex post* dostosowania zasad aukcji. Po drugie, mechanizm rozliczeniowy i oferta krańcowa polegają na przyznawaniu ofert według zaproponowanej ceny aż do wyczerpania dostępnego budżetu, z tym że wnioski muszą mieścić się w ramach budżetu funduszu innowacyjnego i również są oceniane pod kątem operacyjności oraz kryteriów przydatności i jakości. Ostatnia przekraczająca budżet oferta trafia na listę rezerwową. Trzeci element, zasada rozstrzygania remisów, stosuje podejście, w którym w przypadku ofert z tą samą ceną pierwszeństwo mają wnioski z niższym zapotrzebowaniem na dofinansowanie, zlokalizowane w krajach z mniejszym udziałem środków z Funduszu Innowacji, a następnie te z krótszym czasem do rozpoczęcia działalności.

W kontekście praw i obowiązków wynikających z realizacji projektu ustalono, że maksymalny czas na rozpoczęcie działalności po podpisaniu umowy o dotację wynosi 5 lat. W przypadku przekroczenia tego okresu umowa o dotację może zostać rozwiązana, a organ finansujący skorzysta z gwarancji ukończenia projektu. Projekt musi również udowodnić, że jego moc znamionowa osiąga przynajmniej 100% mocy deklarowanej w ofercie. Dodatkowo, jeżeli wyprodukowana ilość wodoru odnawialnego będzie przez trzy kolejne lata średnio poniżej 30% oczekiwanej rocznej produkcji określonej w ofercie, umowa o dotację może zostać rozwiązana, a przyznane środki finansowe zmniejszone. Średnia produkcji jest obliczana na podstawie trzyletniego okresu. Ponadto, jeśli projekt nie spełnia wymogu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o minimum 70% za pomocą wyprodukowanego wodoru, również może to skutkować redukcją dotacji.

Harmonogram płatności dla projektów w ramach programu został ustalony na cykliczność półroczną, rozpoczynającą się od momentu rozpoczęcia działalności. Do tego czasu projekty zobowiązane są do corocznego raportowania postępów i kluczowych osiągnięć, takich jak zakończenie finansowania i uruchomienie działalności. Po rozpoczęciu działalności raportowanie będzie miało charakter okresowy i będzie towarzyszyć wnioskom o płatność, koncentrując się na weryfikacji i certyfikacji wyprodukowanej ilości wodoru odnawialnego. Beneficjenci będą musieli również potwierdzić, że produkcja wodoru przyczynia się do redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 70%, zgodnie z wytycznymi unijnymi, przy czym certyfikacja będzie mogła odbywać się przez niezależne strony trzecie lub audyty. W dążeniu do kształtowania rynku i odkrywania cen informacje o ofertach zwycięskich wnioskodawców zostaną opublikowane, podczas gdy dane o cenach ofertowych niewybranych aplikantów oraz ceny *off-take* wszystkich propozycji będą ujawnione anonimowo i w formie zagregowanej, aby zapobiec identyfikacji wnioskodawców lub ich klientów.

Import do Unii Europejskiej

Od 2026 roku import wodoru do UE będzie dostosowywany na podstawie emisji z jego produkcji. Plan REPowerEU zakłada

import 10 mln ton wodoru odnawialnego do 2030 roku oraz równoważną produkcję wewnątrz UE, co ma uczynić Europę liderem rynku wodoru odnawialnego. Większość projektów eksportowych przewiduje transport morski, co wymaga rozbudowy infrastruktury portowej. Handel wodorem przez rurociągi może stać się rzeczywistością około 2030 roku. Planowane jest wprowadzenie systemu premii ekologicznej dla dostawców spoza UE i odbiorców unijnych, podobnego do systemu aukcyjnego stosowanego w UE. Symetryczne podejście do handlu międzynarodowego i krajowego ma zapewnić efektywne wykorzystanie synergii operacyjnych i instytucjonalnych, wspierane przez takie struktury jak CINEA (Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska).

Przejrzystość i koordynacja

Europejski Bank Wodoru ma na celu poszerzenie wiedzy o rynku wodoru poprzez gromadzenie danych o popycie i podaży zrównoważonego wodoru, korzystając z informacji od Komisji Europejskiej, Eurostatu oraz sojuszków sektorowych. Dzięki tym działaniom bank będzie dostarczał wartość dodaną, wykorzystując też istniejące mechanizmy finansowania i monitorowania branży. Współpracując z Centrum Monitorowania Technologii Ogniw Paliwowych i Technologii Wodorowych oraz utrzymując kontakt z europejskimi i międzynarodowymi instytucjami energetycznymi, bank zyska kompetencje do oceny unijnych potrzeb w zakresie wodoru zarówno produkowanego wewnątrz, jak i importowanego.

Jednocześnie bank odegra kluczową rolę w koordynowaniu protokołów i umów międzynarodowych, wspierając umowy o wolnym handlu i zrównoważonych inwestycjach. Dzięki organizowaniu zaproszeń do składania ofert i współpracy na różnych poziomach administracyjnych będzie wspierał spójność działań i harmonijny rozwój sektora wodoru, podkreślając jego międzynarodowy charakter i wpływ na globalny rynek energii.

Istniejące europejskie oraz międzynarodowe instrumenty finansowania

W Unii Europejskiej i państwach członkowskich istnieją liczne narzędzia finansowe wspierające projekty wodorowe, takie jak Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru z Kompasem Finansowania Publicznego, Programy InvestEU, Polityka Spójności, Fundusz Innowacyjny, system handlu emisjami, Horyzont Europa, Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego oraz Łącząc Europę. Dla transportu istnieje instrument AFIF, oferujący 1,5 mld euro na infrastrukturę paliw alternatywnych, w tym stacje tankowania wodoru, a także narzędzia krajowe, jak na przykład finansowanie projektów IPCEI (*Important Project of Common European Interest*) oraz programy odbudowy i odporności.

Działania Europejskiego Banku Wodoru mają na celu przyspieszenie rozwoju rynku wodoru odnawialnego w UE i przyczynienie się do transformacji w kierunku neutralności klimatycznej. Bank będzie odgrywać kluczową rolę w tworzeniu rynku wodoru odnawialnego i zwiększeniu efektywności inwestycji w ten sektor.

Robert Mikulski, radca prawny, partner zarządzający w BRILLAW Kancelaria Radców Prawnych Mikulski & Partnerzy, członek zarządu Stowarzyszenia Polski Wodór, wiceprzewodniczący rady nadzorczej Warszawskiej Izby Gospodarczej.

JAPAN HYDROGEN TOUR

Wyjazd studyjny do Japonii
16–22 marca 2024



„STRATEGIA I PRAKTYKA ENERGII OPARTEJ NA WODORZE I AMONIAKU W JAPONII”

Podczas 6-dniowego pobytu w Japonii uczestnicy wyjazdu odwiedzą:

- ◆ **Centrum Wodorowe Fukushima (FH2R) – największy na świecie zakład produkcyjny wodoru, wykorzystujący energię odnawialną**

Obiekt wykorzystuje 10 MW energii słonecznej, która jest zainstalowana w pobliżu zakładu produkcyjnego. Może produkować 1200 Nm³ wodoru na godzinę.

Spotkanie z przedstawicielami Organizacji Rozwoju Nowej Energii i Technologii Przemysłowych (NEDO) poświęcone będzie analizie strategii oraz praktyce wdrożenia energetyki opartej na zielonym i błękitnym wodorze oraz amoniaku.

- ◆ **Kawasaki KING SKYFRONT – międzynarodowe centrum innowacji**

W ramach projektu demonstracyjnego REIWA w 2019 roku w Brunei Darussalam została zbudowana instalacja uwodornienia, a w strefie przybrzeżnej miasta Kawasaki powstał zakład odwodornienia. W fazie projektu REIWA 2 wodor zakupiony w Brunei Darussalam jest transportowany drogą morską do nabrzeża Kawasaki w postaci ciekłej w temperaturze i ciśnieniu normalnym, a następnie przekształcany w gazowy wodor do wykorzystania w wytwarzaniu energii.

- ◆ **Zakład demonstracyjny SPERA HYDROGEN® należący do Chiyoda Corporation**
- ◆ **Elektrownię ciepłą Hekinan (Hekinan, Prefektura Aichi) – w której wykorzystywana jest technologia współspalania paliwa amoniakalnego**
- ◆ **Mitsubishi Heavy Industry Kobe/Takasago Hydrogen Park – zeroemisyjną elektrownię gazową**

Jest to pierwsze na świecie centrum walidacji technologii wodorowych, obejmujące produkcję wodoru i wytwarzanie energii. Park wspiera komercjalizację turbin gazowych opartych na wodorze.

- ◆ **Elektrownię węglową w Kyushu – amoniak zamiast węgla**

Jest to pilotażowy projekt pod patronatem japońskiego Ministerstwa Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI), we współpracy z Mitsubishi Heavy Industries oraz firmą inżynieryjno-budowlaną JGC i Saudi Aramco. Głównym celem tego projektu jest zredukowanie emisji dwutlenku węgla poprzez zastąpienie tradycyjnego węgla przez amoniak, który ma być głównym paliwem w elektrowni węglowej.

Więcej szczegółów na stronie: www.igg.pl

ZAPRASZAMY



ORLEN

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO TO FUNDAMENT BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

Eksploracja własnych zasobów gazu w kraju i za granicą oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu to gwarancja nieprzerwanych dostaw błękitnego paliwa do milionów polskich odbiorców. Celem Grupy ORLEN do roku 2030 jest niemal dwukrotne zwiększenie poziomu wydobycia gazu z posiadanych i nowych złóż.

Wyższe wydobycie to więcej korzyści finansowych dla polskich gmin i ich mieszkańców, rozwój polskiej gospodarki oraz wzmocnienie pozycji koncernu multienergetycznego na globalnym rynku.