

marzec 2025

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (85)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**BEZPIECZNE
I ZRÓWNOWAŻONE
GAZOWNICTWO**

Transformacja energetyczna – doświadczenia niemieckie

Wizyta studyjna IGG – czerwiec 2025 roku

- Rola gazów zdekarbonizowanych w transformacji energetycznej
- Sector coupling: zielony wodór, biogaz, gaz ziemny, OZE
- Zielona transformacja regionów

Szczegółowe informacje: www.igg.pl



Duński rynek biometanu

Wizyta studyjna IGG – maj–czerwiec 2025 roku

- Rola biometanu w polityce energetycznej państwa
- Operacjonalizacja inwestycji biometanowych
- Rynek i obrót biometanem

Szczegółowe informacje: www.igg.pl



Szanowni Państwo,
bezpieczeństwo i zrównoważony rozwój to fundamenty współczesnego gazownictwa. W dobie transformacji energetycznej oraz rosnących wyzwań geopolitycznych nasza branża stoi przed zadaniem nie tylko zapewnienia stabilnych dostaw gazu, ale także wdrażania rozwiązań wspierających dekarbonizację i efektywność energetyczną. Konieczność pogodzenia bezpieczeństwa energetycznego z wymaganiami środowiskowymi stanowi jedno z najważniejszych wyzwań dla sektora, dlatego działania w tym zakresie muszą być przemyślane i konsekwentne.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu jest kluczowe dla stabilnego funkcjonowania systemu energetycznego. W ostatnich latach, w obliczu globalnych kryzysów, zwiększyliśmy niezależność energetyczną poprzez dywersyfikację źródeł dostaw. Zarówno nowe kierunki, jak i rozwój infrastruktury LNG oraz rosnąca liczba połączeń międzysystemowych otworzyły nowe możliwości i pozwalają na większą integrację z rynkami europejskimi i światowymi. Działania te nie tylko zabezpieczają przed ryzykami geopolitycznymi, ale również sprzyjają rozwojowi rynku gazu w Polsce i całej Europie. Kluczowe znaczenie mają w tym kontekście magazyny gazu, które pozwalają na stabilizację dostaw w okresach zwiększonego zapotrzebowania i umożliwiają elastyczne reagowanie na zmieniające się warunki rynkowe.

W ostatnich latach wdrażane są rozwiązania zwiększające odporność systemu gazowego na zagrożenia, zarówno fizyczne, jak i cybernetyczne. Inwestycje w modernizację sieci, rozwój inteligentnych systemów monitorowania oraz dywersyfikacja źródeł dostaw gazu – to wszystko wzmacnia stabilność sektora.

Równocześnie prowadzone są intensywnie prace nad rozwojem nowych technologii w zakresie wykorzystania wodoru i biometanu jako kluczowych elementów zrównoważonego miks energetycznego.

Zwiększenie udziału paliw odnawialnych jest strategicznym krokiem w kierunku neutralności klimatycznej, z podkreśleniem, że rola gazu w procesie transformacji energetyki jest kluczowa. Rozwój technologii umożliwiających łączenie odnawialnych źródeł energii otwiera nowe perspektywy dla dekarbonizacji gospodarki. W dłuższej perspektywie gaz stanie się integralnym elementem w pełni zrównoważonego systemu energetycznego.

Transformacja gazownictwa to także optymalizacja zużycia

surowców oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych poprzez rozwój technologii wychwytu i składowania CO₂. Nowoczesne rozwiązania w zakresie zarządzania energią, a także integracja z systemami OZE mogą pozwolić na lepsze wykorzystanie dostępnych zasobów i minimalizację śladu sektora węglowego. W tym wydaniu PG zwracamy także uwagę na nowe badania naukowe dotyczące białego wodoru w Polsce, które pokażą, czy można go wykorzystać w odpowiedzialny, biznesowy sposób. Przyszłość gazownictwa w Polsce zależy od umiejętnego łączenia bezpieczeństwa energetycznego z nowoczesnymi technologiami i ekologicznymi rozwiązaniami. Inwestycje w rozwój zielonych paliw, magazynowanie energii oraz cyfryzacja procesów przybliżają nas do stworzenia efektywnego i niskoemisyjnego systemu energetycznego. Wspólna praca całej branży nad nowymi rozwiązaniami i ścisła współpraca z sektorem publicznym i światem nauki pozwolą na stworzenie bezpiecznego i zrównoważonego gazownictwa. W tym wydaniu kwartalnika przybliżamy kluczowe aspekty związane z bezpiecznym i zrównoważonym gazownictwem. Wierzę, że prezentowane analizy i opinie będą cennym źródłem informacji dla wszystkich zainteresowanych przyszłością naszej branży.



Wiesław Prugar,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

*Z okazji świąt Wielkiej Nocy
życzymy zdrowia, radości oraz pomysłowości
w życiu osobistym i zawodowym.
Niech ten czas odrodzenia napełni
Państwa nową energią i optymizmem,
a wspólne chwile z bliskimi dodadzą sił
do realizacji kolejnych wyzwań.*

*Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i Redakcja „Przeglądu Gazowniczego”*



RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Marcin Zięba (PGNiG OD sp. z o.o.)

Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)

Piotr Seklecki (EUROPOL GAZ S.A.)

Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)

Ewa Kukulska-Zajac (INiG – PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)

Piotr Wojtasik (Oddział Centralny PGNiG ORLEN S.A.)

Magdalena Nowak-Karpińska (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 Gaz w polskiej transformacji energetycznej – czy ostatecznie zmieni się w wodór? – Konrad Świrski
- 11 Europejska infrastruktura wodorowa. Zamierzenia, kontrowersje, dylematy – Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior
- 15 Nowe bloki gazowe. Wielka moc, mały wolumen – Jacek Bogucki
- 18 Poszukiwanie złóż wodoru naturalnego w Polsce – Krystian Wójcik, Marcin Łojek, Karolina Synowska
- 21 Zastosowanie amoniaku w gospodarce paliwowej – wstęp do analizy łańcucha
Power to Ammonia to Power – Krystian Machaj, Piotr Ostrowski, Marek Skrzypkiewicz, Jakub Kupecki
- 24 Wielki powrót gazu – Michał Niewiadomski
- 27 Dobrowolne systemy certyfikacji wodoru RFNBO – Agnieszka Górka
- 29 Dotacje do systemów ciepłowniczych – Józef Adam Kowalczyk

NASZ WYWIAD

- 32 Perspektywy dla gazu ziemnego mogą być dłuższe
Rozmowa z Krzysztofem Galosem, podsekretarzem stanu
w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, głównym geologiem kraju



32

REPORTAŻ

- 34 Segment Upstream & Supply w strategii Grupy ORLEN

PGNiG GRUPA ORLEN

- 36 Upstream w nowej strategii ORLENU
- 38 Gaz ziemny pierwszego wyboru w dekarbonizacji ciepłownictwa

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 Mapa chłonności ważnym narzędziem rozwoju sieci gazowej w Polsce
- 41 PSG otrzymała z Unii Europejskiej 172 mln zł na realizację największej
od 30 lat gazowej inwestycji w Łódzkiem
- 43 Wizyta prezesa PSG w GRDF

GAZ-SYSTEM

- 44 Badanie Wodorowa Mapa Polski zakończone

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 46 Środowiskowy i ekonomiczny wymiar legislacji
– gaz a neutralność klimatyczna

EUROPOL GAZ S.A.

- 48 Zagrożenia dla tłoczni gazu w trybie „zimnej rezerwy” (cz. 1)

TRANSITION TECHNOLOGIES

- 50 Przyszłość energetyki: rewolucja AI, która zmienia zasady gry

PUBLICYSTYKA

- 52 Szukajmy białego wodoru i jego izotopów – Andrzej P. Sikora
- 56 Rola gazu w polityce energetycznej Polski na najbliższe lata oraz do 2035 roku
– eksperci Instytutu Polityki Energetycznej

TECHNOLOGIE

- 58 Rola prac badawczych na zmieniającym się rynku gazu – Aneta Korda-Burza, Paweł Szufleński, Dariusz Pałka
- 61 Pionierskie mobilne magazyny ciepła w PWiK w Ząbkach – Janusz Tomasz Czarnogórski

PRAWO

- 63 Zapasy strategiczne gazu ziemnego – zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego
– Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

Fot. na okładce: zbiornik terminalu LNG w Świnoujściu, GAZ-SYSTEM



46

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Początek roku był dla IGG niezwykle intensywny. Wystartowaliśmy z kalendarzem pełnym ważnych dla naszej branży działań, inicjatyw i wydarzeń.

IGG stale rozwija aktywność w obszarze rynku gazów zdekarbonizowanych. Wykorzystujemy tu nasze unikatowe doświadczenie w zakresie standaryzacji technicznej w ramach Komitetu Standaryzacji Technicznej IGG. Izba będzie działała w nowo powstałym **Komitecie Technicznym nr 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych** przy Polskim Komitecie Normalizacyjnym, który realizuje zadania w międzynarodowych ciałach normalizacyjnych (ISO, CEN-CENELEC). Sekretariat KT 339 – zgodnie z decyzją członków – powierzono Izbie Gospodarczej Gazownictwa. (więcej na str. 31).

W IGG odbyło się **spotkanie z przedstawicielami Kawasaki Heavy Industries Ltd.** poświęcone możliwościom współpracy w zakresie rozwoju technologii wodorowych i rozwiązań dla transformacji gazownictwa. Spotkanie poprzedziło wizytę przedstawicieli firm polskiego sektora gazowego w zakładach Kawasaki Heavy Industries Ltd. w Kobe, która była jednym z elementów organizowanej przez IGG wizyty studyjnej Japan Energy Tour. Uczestnicy mogli zapoznać się z działaniem pierwszej na świecie instalacji kogeneracyjnej zasilanej w 100 procentach wodorem.

W okresie 17–19 stycznia br. IGG zorganizowała **sympozjum w Zakopanem**. W prestiżowym wydarzeniu udział wzięli przedstawiciele administracji rządowej, nauki oraz reprezentanci branży, którzy dyskutowali na temat roli gazu dla zrównoważonego rozwoju. Tematyka tegorocznej edycji sympozjum „**Paliwa gazowe dla zrównoważonego rozwoju**” nakreśliła kierunki dotyczące aktualnego potencjału gazownictwa i jego roli w gospodarce. Jak podkreślali uczestnicy, rola paliw gazowych będzie w najbliższych latach istotniejsza niż zakładano jeszcze niedawno (więcej na www.igg.pl).

Zorganizowana 6 marca br. przez IGG **konferencja „Ciepło i gaz w erze neutralności klimatycznej”** jest efektem podjętej współpracy z branżą ciepłowniczą i odpowiedzią na potrzeby członków IGG współpracujących z ciepłownictwem w zakresie zasilania instalacji ciepłowniczych gazem. W organizację konferencji jako główny partner zaangażowało się PGNiG OD. Konferencji towarzyszyły warsztaty (więcej na www.igg.pl).

W okresie 22–29 marca br. odbyła się zorganizowana przez IGG kolejna wizyta studyjna w Japonii **Japan Energy Tour**, w której udział wzięli przedstawiciele świata nauki oraz biznesu. Uczestnicy mieli możliwość odwiedzenia wielu interesujących zakładów produkcyjnych i obiektów infrastruktury technicznej w Japonii. Terminal do składowania wodoru czy małe modułowe reaktory, które oferują bezpieczne i skalowalne źródło energii jądrowej, to najnowsze osiągnięcia w rozwoju nowych technologii.

W okresie 26–27 marca br. IGG uczestniczyła w zorganizowanej przez Ambasadę Królestwa Danii **wizycie studyjnej w Danii**, która była okazją do zapoznania się z zagadnieniami dotyczącymi finansowania i wdrażania nowoczesnych technologii biometanowych. W ramach pobytu odbyły się spotkania z duńskim OSD oraz wizyty w dwóch biometanowniach. Kolejną wizytę w Danii IGG planuje zorganizować na przełomie maja i czerwca.

IGG w ramach Grupy Roboczej Komitetu Monitorującego MKiS FEnIKS – sektor energetyczny – pracuje nad kolejnymi

zmianami kryteriów dotyczących efektywności energetycznej. IGG w ramach porozumień sektorowych przy MKiS realizuje zadania w radach koordynacyjnych:

- 1) ds. rozwoju biogazu i biometanu,
- 2) ds. gospodarki wodorowej.

Ponadto, w ramach prac Rady Rynku TGE zespół IGG wypracowuje stanowisko dla Komisji Europejskiej w zakresie publicznych konsultacji przepisów, które będą miały wpływ na kształt przyszłego podejścia KE do rynku energii i gazu.

IGG kontynuuje prace w zespołach zadaniowych w obszarach pozyskiwania środków europejskich, rozwoju rynku biometanu, oraz wodoru w sieci gazowej.

O działalności prac dotyczących standaryzacji technicznej piszemy na str. 66.

W IGG trwają przygotowania do Targów EXPO-GAS, które stanowią ważny element naszej działalności. **Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS** to jedno z kluczowych wydarzeń branżowych, które od lat stanowi platformę do wymiany doświadczeń, prezentacji innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz omawiania wyzwań stojących przed sektorem gazowniczym i energetycznym. Podczas targów odbędą się **konferencja „Technologie dla sektora gazowniczego na progu zmian”** (9 kwietnia) oraz warsztaty techniczne „**Wymagania techniczne transportu CO₂, biometanu i wodoru**”, na które serdecznie zapraszamy (więcej na str. 67).

IGG objęła patronatem branżowym następujące wydarzenia:

- **28 konferencję GAZTERM 2025**, która odbędzie się w Międzyzdrojach 11–14 maja br.,
- **IPLOCA 2025 Europe Central Regional Meeting**, która odbędzie się 4 czerwca br. w Krakowie,
- **Międzynarodową konferencję Geotechnology and Energy AGH 2025**, która odbędzie się w Akademii Górniczo Hutniczej w Krakowie na Wydziale Wiertnictwa i Gazu 4–6 czerwca br.

Przeprowadzono cykl trzech webinarium we współpracy z Kancelarią KKLW:

- „Waloryzacja wynagrodzenia” – 17 lutego br.,
- „Roszczenia związane z przedłużeniem czasu realizacji kontraktu” – 4 marca br.,
- „Roszczenia o zapłatę za roboty dodatkowe” – 18 marca br.

Witamy w szeregach firm członkowskich IGG nowych przedstawicieli branży:

AMW SINEVIA sp. z o.o.
DB Instalacje sp. z o.o.
EASYAIR Andrzej Abramiak
Energy System Toruń sp. z o.o.
GALIA GREEN POWER sp. z o.o.
PION sp. z o.o.



Julita Wróbel-Siemieniuk

- **22–29 marca.** IGG zorganizowała wyjazd studyjny JAPAN HYDROGEN TOUR – „**Wodór i SMR jako filary neutralności węglowej**”. Uczestnicy wyjazdu mieli możliwość odwiedzenia wielu interesujących zakładów produkcyjnych i obiektów infrastruktury technicznej w Japonii.
- **18 marca.** Firmy ORLEN i Naftogaz podpisały umowę kupna-sprzedaży gazu ziemnego, który w kwietniu trafi do ukraińskich odbiorców. Surowiec będzie pochodził ze Stanów Zjednoczonych. Transakcja pomiędzy ORLENEM a *Naftogaz of Ukraine* obejmuje dostawę około 100 milionów metrów sześciennych gazu ziemnego. W celu jej realizacji polska spółka zakupiła w USA ładunek LNG, który zostanie dostarczony do terminalu w Świnoujściu, skąd po regazyfikacji będzie przesłany na granicę polsko-ukraińską.
- **17 marca.** – *Wkrótce przedstawimy plan działania, którego celem będzie całkowite uniezależnienie UE od importu energii z Rosji* – poinformował Dan Jorgensen, unijny komisarz ds. energii. Dodał, że sytuacja, w której UE pośrednio pomaga Rosji zapelniać skarbiec wojenny kupując energię, jest daleka od zadowalającej. W ubiegłym roku Ursula von der Leyen zapewniała, że UE całkowicie zrezygnuje z rosyjskich surowców energetycznych w 2027 roku. Plan, który ma do tego doprowadzić, miał być przedstawiony w lutym br., jednak jego publikacja została przełożona.
- **17 marca.** Zapasy gazu w Unii Europejskiej są mniejsze niż wynosi średnia z ostatnich pięciu lat. W najgorszej sytuacji są Niemcy i Francja. Według pisma Sekretariatu Generalnego Rady, Polska chce uelastyczyć terminy napełniania gazu. Po inwazji Rosji na Ukrainę Wspólnota przyjęła rozporządzenie zobowiązujące państwa członkowskie do magazynowania gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w sezonie grzewczym. Według przyjętego dokumentu, poszczególne państwa członkowskie muszą do pierwszego listopada zapelnąć swoje magazyny w 90 procentach. Polska ma zamiar zaproponować elastyczniejszy termin, trwający od pierwszego października do pierwszego grudnia danego roku.
- **14 marca.** Europejski Bank Inwestycyjny zaakceptował finansowanie programu „Czyste powietrze” na 10 mld zł. Dotacje z Funduszu Modernizacyjnego umożliwią termomodernizację polskich domów i wymianę źródeł ciepła. Zgodę na uruchomienie środków z Funduszu Modernizacyjnego musi wydać EBI. Wniosek do banku o finansowanie programu „Czyste powietrze” 18 lutego złożył Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).
- **14 marca.** ORLEN planuje do 2035 roku wykorzystywać ponad 350 tysięcy ton wodoru rocznie. Koncern, który widzi w nim szansę na dekarbonizację i efektywne magazynowanie energii, zorganizował debatę pod tytułem „Między OZE a atomem: rola wodoru w przyszłym miksie energetycznym Polski”.
- **13 marca.** Spółka ORLEN TERMIKA S.A. podpisała umowę na budowę gazociągu Gassy-EC Siekierki z konsorcjum ROMGOS, które wygrało przetarg. Wartość kontraktu to 133 miliony złotych, a zakończenie inwestycji planowane jest na 2028 rok. Gazociąg, o długości 16 kilometrów, będzie przebiegał przez powiat piaseczyński i Warszawę. Część prac zostanie wykonana metodą bezwykopową, aby zminimalizować wpływ na środowisko. Inwestycja umożliwi zastąpienie przestarzałych instalacji niskoemisyjnymi źródłami ciepła, w tym nowym blokiem gazowo-parowym i kotłownią gazową, których budowa zakończy się w latach 2029–2030.
- **12 marca.** Niemiecki koncern energetyczny RWE podpisał z francuskim gigantem naftowym TotalEnergies umowę na dostawę około 30 tysięcy ton zielonego wodoru rocznie, począwszy od 2030 roku. Umowa, obowiązująca do 2044 roku, przewiduje dostarczanie wodoru do rafinerii TotalEnergies w Leuna, położonej w pobliżu Lipska we wschodnich Niemczech. Wodór będzie produkowany w zakładzie elektrolizy RWE o mocy 300 megawatów w Lingen, w zachodniej części kraju, którego uruchomienie planowane jest na 2027 rok.
- **10 marca.** Niemiecki rząd koalicyjny przedstawił strategię budowy 20 GW mocy gazowych do 2030 roku, co ma przyspieszyć odejście od węgla i wesprzeć zieloną transformację. Inwestycja o wartości 15 miliardów euro obejmie budowę nowych elektrowni gazowych, modernizację istniejących jednostek i rozwój infrastruktury przesyłowej i ma zastąpić 30 GW mocy węglowych, które Niemcy planują wyłączyć do 2030 roku, zgodnie z wcześniejszymi zobowiązaniami z 2022 roku.
- **6 marca.** Odbyła się konferencja „Ciepło i gaz w erze neutralności klimatycznej”, zorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. W wydarzeniu udział wzięli członkowie przedstawiciele administracji państwowej, eksperci i reprezentanci firm działających w sektorze ciepłownictwa i energetyki, którzy omawiali wyzwania i możliwości synergii między obiema branżami. Patronat honorowy objęło Ministerstwo Klimatu i Środowiska, a głównym partnerem był PGNiG Obrót Detaliczny. Wydarzenie zorganizowane było we współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie. Konferencja pokazała, że współpraca między sektorami gazownictwa i ciepłownictwa stanowi kluczowy element w procesie dekarbonizacji. Gaz ziemny odgrywa rolę paliwa pomostowego, ale długoterminowa strategia zakłada wdrażanie nowych technologii i stopniowe odwołanie od paliw kopalnych (więcej na www.igg.pl)
- **5 marca.** Komisja Europejska zaproponowała przedłużenie rozporządzenia o magazynowaniu gazu do końca 2027 roku. Propozycja KE utrzymuje cel wypełnienia podziemnych magazynów gazu do 90 procent pojemności do 1 listopada – zarówno w 2026, jak i 2027 roku. Cele te będą orientacyjne, a nie wiążące, w miesiącach poprzedzających zimę.
- **4 marca.** Rząd Stanów Zjednoczonych podjął decyzję o zniesieniu dotychczasowych ograniczeń dotyczących bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), otwierając tym samym nowe możliwości dla sektora energetycznego i morskiego. Decyzja jest odpowiedzią na rosnące zapotrzebowanie na czystsze paliwa w transporcie morskim oraz dążenie do redukcji

emisji gazów cieplarnianych. Zniesienie restrykcji ma na celu ułatwienie dostępu do LNG jako alternatywy dla tradycyjnych paliw, takich jak olej napędowy czy mazut, które dominują w żegludze.

● **4 marca.** W Politechnice Łódzkiej odbyły się ogólnopolskie obchody Światowego Dnia Inżyniera, podczas których spotkali się inżynierowie z całej Polski. Tematem przewodnim wydarzenia była „Technika w walce z ubóstwem”. Program obchodów obejmował m.in. wystąpienie rektora Politechniki Łódzkiej, prof. Krzysztofa Józwicka, przewodniczącego KRPUT, oraz Ewy Mańkiewicz-Cudny, prezes FSNT-NOT. Temat „Nowe technologie w walce z ubóstwem” zaprezentował prof. Jacek Kucharski, dziekan Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki PŁ. Wśród prelegentów znaleźli się również: prof. Jerzy Barglik, prezes Akademii Inżynierskiej w Polsce, który omówił temat „Ochrona tytułu zawodowego inżyniera”, oraz Janusz Steinhoff, którego tematem wystąpienia był „Zrównoważony rozwój – technika wsparciem w walce z ubóstwem”. Ważnym punktem programu było uhonorowanie laureatów 31. edycji plebiscytu o tytuł Złotego Inżyniera „Przeglądu Technicznego”. Tytuł inżyniera 2024 roku otrzymał prof. dr hab. inż. Tadeusz Pałko, specjalista z dziedziny inżynierii biomedycznej z Politechniki Warszawskiej. Tytuł Honorowego Inżyniera 2024 roku przyznano Hannie Zdanowskiej, prezydent Łodzi i absolwentce Politechniki Łódzkiej.

● **27 lutego.** ORLEN TERMIKA S.A. ogłosiła przetarg na realizację projektu pod nazwą „Budowa bloku gazowo-parowego o mocy 500 MW, kotłowni gazowej oraz infrastruktury towarzyszącej w Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie”. Zakończenie inwestycji zaplanowano na przełom lat 2029/2030. Nowa jednostka gazowo-parowa oraz kotłownia gazowa zastąpią część obecnie działających kotłów węglowych w EC Siekierki. Jest to kluczowy element strategii ORLEN TERMIKA, właściciela warszawskich elektrociepłowni, mającej na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Inwestycja umożliwi realizację celów Europejskiego Zielonego Ładu, w tym pakietu *Fit for 55*. EC Siekierki, największa elektrociepłownia należąca do spółki, ma obecnie moc 2068 MWt oraz 620 MWe.

● **25 lutego.** GAZ–SYSTEM uruchomił 44-kilometrowy gazociąg o średnicy 700 mm, łączący miejscowości Oświęcim i Sławków. Nowa infrastruktura przesyłowa powstała w ramach programu inwestycyjnego *Coal to gas*. Inwestycja ma na celu zwiększenie dostępu do gazu ziemnego na terenie województw śląskiego i małopolskiego. Gazociąg połączony jest w Sławkowie z Korytarzem Północ–Południe.

● **14 lutego.** ORLEN w 2024 roku dostarczył prawie 244 tysięcy ton LNG, co stanowi wzrost o 30 procent względem poprzedniego roku. Główne źródła to terminal w Świnoujściu, stacja przeładunkowa w Kłajpedzie oraz własna produkcja. Terminal w Świnoujściu jest kluczowym punktem dystrybucji, skąd w 2024 roku wyjechało ponad 11 tysięcy cystern, transportując 197 tysięcy ton LNG. Skroplony gaz ziemny sprowadzany jest do Polski głównie z USA, Kataru i Norwegii, podlega regazyfikacji lub jest dostarczany w postaci skroplonej do odbiorców.

● **6 lutego.** Komisja Europejska ogłosiła przyznanie współfinansowania z instrumentu „Łącząc Europę” (CEF) dla transgranicznych projektów infrastruktury energetycznej w ramach transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E). Wśród dofinansowanych projektów wyróżnia się Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy (NBHC) z dotacją w wysokości 6,8 mln euro, przyznaną na wsparcie fazy opracowania studium wykonalności.

● **4 lutego.** Rząd przyjął projekt nowelizacji ustawy o rynku mocy. Projekt przewiduje możliwość przeprowadzenia dogrywkowych aukcji rynku mocy na 2029 rok i jeśli będzie to potrzebne – na 2030 rok.

● **22 stycznia.** GAZ–SYSTEM zakończył kompleksową rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu. Polegała ona na zwiększeniu liczby regazyfikatorów SCV, wybudowaniu drugiego nabrzeża i trzeciego zbiornika do procesowego składowania LNG. Od 1 stycznia 2025 roku możliwości regazyfikacyjne terminalu wynoszą 8,3 mld m sześć. rocznie.

● **17–19 stycznia.** W Zakopanem odbyło się coroczne sympozjum, tym razem pt. „Paliwa gazowe dla zrównoważonego rozwoju”, zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Udział w nim wzięli przedstawiciele czołowych firm sektora gazowego, naukowcy i eksperci oraz przedstawiciele administracji państwowej, którzy debatowali nad przyszłością gazownictwa w kontekście transformacji energetycznej. Jedną z głównych konkluzji sympozjum IGG jest potwierdzenie znaczącej roli gazu w transformacji energetycznej (więcej na www.igg.pl).

● **15 stycznia.** ORLEN Upstream Norway otrzymał osiem nowych koncesji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym w ramach corocznej rundy eksploracyjnej *Awards in Predefined Areas* (APA). W 2024 roku wydobyl w Norwegii 4,6 mld m sześć. gazu. Kolejne koncesje mogą oznaczać więcej błękitnego paliwa w nowym roku. Będzie z nich korzystać wraz z partnerami, takimi jak Aker BP, DNO Norge, Petoro, Equinor, ConocoPhillips, Var Energi, TotalEnergies, Sval Energi i Inpex Idemitsu.

● **1 stycznia.** Na podstawie ustawy z 6 grudnia 2024 roku o zmianie ustawy o rachunkowości, ustawy o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2024 roku, poz. 1863), wdrażającej dyrektywy w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (CSRD – *Corporate Sustainability Reporting Directive*) na przedsiębiorcach, którzy byli już zobowiązani do przedstawiania w sprawozdaniu oświadczeń na temat informacji niefinansowych, oraz jednostkach dominujących grup kapitałowych, spoczywa obowiązek sprawozdawczości za 2024 rok kwestii zrównoważonego rozwoju (czynniki środowiskowe, społeczne, praw człowieka i czynniki zarządcze) lub sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju (wykazywanie informacji niezbędnych dla wyjaśnienia wpływu jednostki na zagadnienie zrównoważonego rozwoju). Nowe przepisy definiują jednostki mikro i jednostki małe oraz warunki uzyskiwania i utraty statusu takich jednostek w celu korzystania z uproszczeń sprawozdawczych i ewidencyjnych.

Gaz w polskiej transformacji energetycznej

– czy ostatecznie zmieni się w wodór?

Konrad Świrski

Jedno jest pewne – przyszłość jest nieprzewidywalna. Dotychczasowe europejskie plany klimatyczne podlegają intensywnym modyfikacjom, a amerykańska strategia *drill, baby, drill* z czasów prezydentury Donalda Trumpa skutkuje zalewaniem rynków nowymi dostawami ropy i gazu. Artykuł powstaje w momencie nakładania (i znoszenia) amerykańskich ceł na Meksyk, Kanadę i Chiny, a kolejne miesiące mogą przynieść dalsze zmiany sytuacji. Pewne jest to, że typowa „zielona” transformacja i szybka eliminacja paliw kopalnych w europejskim wydaniu wstrzymują na chwilę oddech wobec globalnego chaosu politycznego, serii wyborów i zmian w europejskich rządach. Nie oznacza to jednak, że zielone technologie, a zwłaszcza zielony wodór, odchodzą w zapomnienie – wręcz przeciwnie. Muszą jedynie poczekać na stabilizację polityczną i poprawę koniunktury gospodarczej, aby znów triumfalnie powrócić na pierwsze strony strategii energetycznych.

Dzisiaj potwierdza się to, co od dawna było widoczne w polskich inwestycjach energetycznych – gaz powraca do roli paliwa „przejściowego” (lub bardziej elegancko nazywanego „pomostowym”). W tej dekadzie trwa wymiana starych bloków węglowych na nowoczesne instalacje gazowe, przy czym kluczowe staje się baczne obserwowanie kolejnych zmian na rynku mocy i wymuszonych mechanizmów wsparcia dla nowych inwestycji. Teoretycznie, wszyscy mają w pamięci założenia Europejskiego Zielonego Ładu i planowane odejście od gazu w energetyce do 2040 roku (chyba że elektrownie będą działać z CCS, co wciąż budzi wątpliwości technologiczne). Jednak coraz więcej wskazuje na złagodzenie europejskiej polityki, przesunięcie wdrożenia ETS2, zmianę priorytetów transformacji oraz kolejne 5–10 lat opóźnienia. Tworzy to pewnego rodzaju „fałszywy świt” dla sektora gazowego – pojawia się oczekiwanie, że transformacja zakończy się na gazie, zwłaszcza jeśli jego ceny wkrótce spadną, a on sam pozostanie w miksie energetycznym, bez całkowitej eliminacji przez technologie zeroemisyjne.

Nowe elektrownie gazowe – niedawno uruchomione bloki w Dolnej Odrze oraz inwestycje w budowie lub przygotowaniu, takie jak Grudziądz, Rybnik, Kozienice, Gdańsk i Adamów – pokazują praktyczną realizację planów opracowanych już wcześniej. Gaz staje się paliwem transformacji. Eliminacja węgla na rzecz gazu w drodze do całkowicie zeroemisyjnej energetyki to w pewnym sensie polska wersja niemieckiej transformacji energetycznej, choć oficjalnie nikt nie chce się do tego przyznać. Proces ten realizujemy jednak z około 10-letnim opóźnieniem.

Polska transformacja, wymuszona (a nie zaplanowana) przez europejskie regulacje, początkowo skupiła się na budowie ostatnich dużych bloków węglowych (ultrakrytycznych, 1000 MW+). Następnie, wykorzystując spadki cen projektów fotowoltaicznych i wiatrowych, przy problemach z lokalizacją nowych farm, weszła w fazę budowy *offshore*. Teraz, podobnie jak Niemcy, stoimy przed koniecznością wielkich inwestycji w infrastrukturę sieciową i przesyłu energii wiatrowej (a może i jądrowej) z północy na południe kraju.

Warto przyjrzeć się nowej rewizji „Planu rozwoju sieci elektroenergetycznej w Polsce do 2034 roku”, w którym gigantyczne inwestycje oszacowano na 67 mld zł. Mają one umożliwić absorpcję nawet 160 TWh energii z OZE rocznie, a także przejęcie energii z morskich farm i jej przesył nową linią HVDC. Polska strategia energetyczna wciąż podkreśla rolę energetyki wiatrowej, choć patrząc na dotychczasowe doświadczenia, sprzyja to jednocześnie wzrostowi konsumpcji gazu. Według „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEiK)” w 2030 roku zużycie gazu ma osiągnąć rekordowe 23 mld m³, choć – według nowej strategii ORLENU – może to być nawet 27 mld m³, a w niektórych scenariuszach 30 mld m³ lub więcej. Pytanie brzmi: co dalej?

Obecnie perspektywy sektora gazowego wydają się niezwykle optymistyczne. Jeśli sytuacja gospodarcza i polityczna na świecie się ustabilizuje, a ceny gazu spadną (co już teraz widać w niechęci do wypełniania europejskich magazynów w oczekiwaniu na obniżki), jego pozycja jeszcze się wzmocni. Prognozowane ceny – na przykład według strategii ORLENU – mają utrzymywać się na poziomie 100 PLN/MWh do 2030 roku, co dodatkowo pobudzi

rozwój energetyki gazowej. Pozostaje jednak kluczowe pytanie: czy transformacja energetyczna się zatrzyma? Czy poprzestaniemy na konwersji węgla na gaz z dodatkiem OZE, czy wykonamy kolejny krok? Jeśli *Green Deal* powróci w jeszcze bardziej intensywnym wydaniu, konieczne stanie się przejście na zielony wodór lub inne zeroemisyjne paliwa.

Patrząc ponownie na Niemcy, fundamenty kolejnej fazy ich transformacji energetycznej są już jasno określone. Mając około 60% generacji OZE w energetyce (2024), planują osiągnięcie pełnej zeroemisyjności – nie tylko w sektorze energetycznym, ale również w przemyśle – poprzez stworzenie ogólnokrajowej sieci wodorowej. Plan rozwoju na lata 2032–2039 zakłada inwestycje o wartości 19 mld euro oraz budowę 9 tys. km rurociągów wodorowych, z czego 44% będzie nową infrastrukturą. Sieć ta ma umożliwić przesył nawet 280 TWh wodoru rocznie. Po raz kolejny można patrzeć na te niemieckie ambicje z dystansem, sceptycyzmem, a nawet je wyśmiewać – podobnie jak wcześniej podchodzono do ich planów dominacji OZE czy problemów z sieciami przesyłowymi (które obecnie dotyczą również Polskę). Warto jednak zauważyć, że nowa dekada, po 2030 roku, jest już blisko. Sytuacja gospodarcza może ulec całkowitej zmianie – w niektórych scenariuszach stabilizacji i dynamicznego rozwoju – a technologie OZE mogą stać się absolutnie dominujące. Możliwe, że europejska (a być może już globalna) polityka klimatyczna powróci z jeszcze większą intensywnością. Tymczasem polskie strategie wodorowe pozostają dość konserwatywne i... nieśmiałe. Nie istnieją konkretne plany budowy sieci wodorowej. Trwają jedynie wstępne analizy, a infrastruktura przesyłowa jest bardziej nastawiona na transport biogazów. Polska Strategia Wodorowa z 2021 roku jest wprawdzie realizowana, ale wyraźnie opóźniona. Istniejące projekty powinny zostać ukończone, ale ich realizacja stoi pod dużym znakiem zapytania. Hiperambitny, choć w skali globalnej marginalny, plan produkcji 1 mln ton zielonego wodoru do 2030 roku wydaje się nierealny. Warto zwrócić uwagę na nową strategię ORLENU, w której wodór pojawia się dopiero po 2030 roku, i to w skali 0,35 mln ton, odpowiadającej jedynie aktualnemu zapotrzebowaniu na ten surowiec w produkcji przemysłowej, bez szerszej wizji dla energetyki.

Polski plan wodorowy z dużym prawdopodobieństwem będzie spowalniany i odsuwany na dalszy plan. Wynika to również z obecnego kryzysu projektów zielonego wodoru na rynkach europejskich i światowych (z wyjątkiem Chin). Spowolnienie europejskiej transformacji sprawia, że przemysł – mierzący się z innymi wyzwaniami niż inwestycje zeroemisyjne – odkłada zastosowanie wodoru na okres po 2030 roku. Ambitna Europejska Strategia Wodorowa (*EU Hydrogen Strategy*) z 2020 roku, zakładająca budowę co najmniej 6 GW elektrolizerów do 2024 roku (co nie zostało zrealizowane) i 40 GW do 2030 roku, prawdopodobnie pozostanie jedynie na papierze. Spowolnienie gospodarcze, problemy polityczne, odsuwanie celów transformacji oraz niskie ceny gazu ograniczają zainteresowanie biznesowe wodorowymi technologiami. Dodatkowo, nie sprzyjają temu trudności technologiczne oraz brak postępów w pilotażowych projektach nowych technologii. Kluczowe wielkoskalowe inwestycje w elektrolizery już są opóźnione. Obecnie działające instalacje to jednostki o mocy 10–20 MW (np. Refhyne, Puertollano), natomiast projekty zakładające setki megawatów nie weszły w fazę produkcji zgodnie z harmonogramem (Refhyne II, North2, AquaVentus,

HyDeal España). Mówi się o ich przesunięciu na lata 2026–2030. Europejska strategia wodorowa traci impet. W założeniach Unii Europejskiej, w 2030 roku rynek miał konsumować 20 mln ton zielonego wodoru (10 mln ton z produkcji własnej, 10 mln ton z importu), jednak już teraz wiadomo, że rzeczywiste liczby będą znacznie niższe.

Jeśli chodzi o elektroenergetykę, wodór wciąż nie znajduje realnego zastosowania – zarówno obecnie, jak i w perspektywie 2030 roku. Kluczowym rozwiązaniem miały być turbiny gazowe na wodór, pozwalające na płynne dostosowanie istniejących elektrowni gazowo-parowych do przyszłych wymagań transformacji energetycznej (wszystkie nowe projekty zawierają zapisy o przystosowaniu do technologii H₂-ready). W rzeczywistości jednak duże energetyczne turbiny gazowe zdolne do pracy na 100% wodoru nie są jeszcze gotowe. Problemem technologicznym jest wysoka prędkość spalania wodoru, co wymaga nowych konstrukcji palników (Dry Low NOx). Według zapowiedzi czołowych producentów, rozwiązanie tego problemu miało nastąpić do 2030 roku, jednak tak się nie stanie.

Obecnie na 100% wodoru działają jedynie małe turbiny o mocy około 1 MW. W przygotowaniu są projekty większych jednostek (kilka, kilkanaście MW), jednak na razie działają one jedynie w ograniczonym zakresie demonstracyjnym i na wybranych poziomach mocy. W segmencie dużych turbin (stosowanych

Obecnie perspektywy sektora gazowego wydają się niezwykle optymistyczne. Jeśli sytuacja gospodarcza i polityczna na świecie się ustabilizuje, a ceny gazu spadną (co już teraz widać w niechęci do wypełniania europejskich magazynów w oczekiwaniu na obniżki), jego pozycja jeszcze się wzmocni.

w dużych elektrowniach) większość producentów deklaruje możliwość współspalania wodoru na poziomie do 30% objętościowo (co odpowiada 13–15% energetycznie), a trwają prace nad zwiększeniem tej wartości do około 50%. Nawet najbardziej zaawansowane technologie, takie jak Siemens SGT-400 (a i ten model to moce zaledwie kilkunastu MW), nie dają realnych nadziei na łatwe spalanie 100% wodoru w turbinach gazowych o mocy setek megawatów w perspektywie 2030 roku. Transformacja wodorowa musi więc zostać przesunięta o co najmniej 5–7 lat.

Europa się opóźnia, tymczasem Chiny... przyspieszają. Chińska strategia transformacji energetycznej uległa zmianie. Kiedyś kraj ten deklarował osiągnięcie szczytu emisji CO₂ w 2035 roku, dziś, jak widać, zmienił kurs i osiągnie to o 10 lat wcześniej. Chińskie, scentralizowane plany rozwoju gospodarki i energetyki „ukradły” koncepcję Europejskiego Zielonego Ładu. Podczas gdy w Europie toczy się debata nad kosztami transformacji, a w USA forsuje się eksport własnych surowców energetycznych (ropy, gazu i węgla), Chiny zdecydowały, że zielone technologie energetyczne staną się ich kolejnym kluczo-

wym produktem eksportowym. Rozwój technologii i własnych koncernów zapewniono dzięki gigantycznym inwestycjom, oczywiście wspieranym środkami rządowymi. Dwa ostatnie pięcioletnie programy inwestycyjne zapoczątkowały ogromny zwrot ku OZE i dziś Chiny nie są już przestarzałym energetycznie krajem, ze smogiem i wyłącznie instalacjami węglowymi. Obecnie mają prawie 900 GW w fotowoltaice i ponad 500 GW w farmach wiatrowych. W 2024 roku połowa światowych inwestycji w OZE była realizowana właśnie tam, a w 2025 roku ten wskaźnik prawdopodobnie wzrośnie do 60%. Emisje CO₂ w Chinach praktycznie się zatrzymały – ubiegłoroczny wzrost wyniósł poniżej 1%, a 2025 rok oceniany jest jako szczytowy przed spodziewanym szybkim spadkiem. Niskoemisyjność osiągnięta dzięki OZE uzupełniana jest przez energetykę jądrową. Obecnie w Chinach działa prawie 60 reaktorów, a kolejne 30 jest w budowie lub planach. Nowy pięcioletni plan gospodarczy, który zostanie ogłoszony w 2025 roku, prawdopodobnie przyniesie jeszcze większy impuls inwestycyjny w zielone technologie, aby w pełni wykorzystać sprzyjające warunki do osiągnięcia tech-

Obecnie Chiny mają prawie 900 GW w fotowoltaice i ponad 500 GW w farmach wiatrowych. W 2024 roku połowa światowych inwestycji w OZE była realizowana właśnie tam, a w 2025 roku ten wskaźnik prawdopodobnie wzrośnie do 60 proc.

nologicznej dominacji, także w sektorze zielonego wodoru. Patrząc z europejskiej perspektywy, a szczególnie z dołka polskich problemów, nie dostrzegamy, jak szybko zmieniają się światowe rynki. Dominacja Chin w fotowoltaice jest całkowita – 90% światowej produkcji paneli pochodzi z tamtejszych fabryk. Wśród największych producentów turbin wiatrowych czołowe miejsca zajmują nieznane w Polsce nazwy jak Goldwind, Envision i Enercon, a MingYang znalazł się w pierwszej piątce. Europejscy potentaci, znani u nas od lat, desperacko walczą o utrzymanie pozycji.

Podobnie dzieje się na rynku magazynów energii, w którym – z pewnym udziałem Korei Południowej i amerykańskiej Tesli – Chiny konsekwentnie zwiększają swoją przewagę. Nic więc dziwnego, że największe światowe projekty zielonego wodoru i elektrolizerów również są realizowane właśnie tam. Sinopec uruchomił projekt Kuqa o mocy 260–300 MW, który obecnie jest największą wodorową inwestycją na świecie (zastosowanie: wódór w przemyśle, a nie w elektroenergetyce). Kolejne projekty to 390 MW (znowu Sinopec, projekt Ordos) oraz 100 MW (China Energy) mają rozpocząć produkcję jeszcze w tym roku. Chiny planują osiągnąć produkcję własną na poziomie 50 mln ton wodoru do 2030 roku. Niezależnie od tego, na ile wiarygodne są chińskie dane, w tym informacje o kosztach produkcji zielonego wodoru, które rzekomo mają być kilkakrotnie niższe niż w Europie, widać wyraźnie, że polityka ogromnych państwowych dotacji i inwe-

stycji na wewnętrznym rynku prowadzi do budowy potężnego przemysłu zielonych technologii, który następnie ma zdominować globalny eksport. W ten sposób strategia Chin okazuje się o wiele groźniejsza niż polityczne zawirowania czy zmieniające się priorytety administracji Trumpa. Chiny, „kradnąc” EZŁ, podważają europejską koncepcję zmian technologicznych, opartą na założeniu, że poprzez kosztowną transformację i wysokie ceny energii Europa zbuduje przewagę technologiczną. W rzeczywistości wysokie koszty energii i produkcji w Europie nie przynoszą przewagi, a jedynie otwierają szerokie perspektywy dla chińskiego eksportu.

Cała nieprzewidywalna układanka dotycząca przyszłości gazu, wodoru oraz powiązań elektroenergetyki i gazownictwa wyraźnie ukazuje ogromne zagrożenia.

- Tymczasowy zwrot ku paliwom kopalnym (polityka amerykańska) oraz potencjalnie niskie ceny gazu niewątpliwie otworzą drogę do jego dalszego wykorzystania jako „paliwa transformacji”, co przełoży się na duże inwestycje w sektorze energetycznym i ciepłowniczym. W efekcie zużycie gazu w Polsce może osiągnąć niespotykany dotąd poziom, prowadząc do niemal podwojenia importu tego surowca.
 - Dobre perspektywy dla sektora w najbliższych latach będą, niestety, skutkować odkładaniem decyzji o przyszłościowej zamianie gazu na technologie zeroemisyjne (wodór). Tendencja ta będzie dodatkowo wzmacniana przez opóźnienia w europejskich projektach wodorowych oraz problemy europejskiego przemysłu.
 - Chiny konsekwentnie podążają ścieżką dominacji w sektorze zielonych technologii, w tym produkcji zielonego wodoru. Ten proces prawdopodobnie nie zostanie zahamowany przez takie inicjatywy jak Net Zero Industry Act, ponieważ środki przeznaczone na ten cel w Europie są zbyt skromne, a unijna polityka wobec chińskich planów zbyt rozproszona i mało stanowcza.
 - Polskie próby budowy własnych technologii i planów nowych instalacji pilotowych należy ocenić jako marginalne wobec globalnych trendów. W całym tym segmencie Polska pozostanie jedynie importerem technologii, kopiującym politykę energetyczną innych państw. Istotne jest jednak, aby unikać błędów i nie opóźniać transformacji.
 - Istnieje poważne ryzyko, że gazownictwo może podążyć drogą polskiego górnictwa. Już dzisiaj istnieje pilna potrzeba i konieczność wdrażania zmian do transformacji gazowniczej, co wpłynie na wyeliminowanie błędów polskiego górnictwa. Jeśli po okresie chwilowej prosperity (lata do 2030) sektor gazowy nie wejdzie na ścieżkę docelowej transformacji, jego przyszłość będzie zagrożona. Proces ten jest bardzo skomplikowany, a obecna sytuacja polityczna nie daje nadziei na wypracowanie ponadpartyjnej, spójnej i inteligentnej strategii – krótkoterminowe cele wyborcze skutecznie to uniemożliwiają.
- Niestety, nieprzewidywalność przyszłości, w tym coraz bardziej nieprzewidywalni światowi przywódcy, sprawia, że możemy stać w obliczu jeszcze większych wyzwań, nie tylko w kolejnej dekadzie, ale być może znacznie wcześniej. Chińskie przysłowie (a jednocześnie przekleństwo) „Obyś żył w ciekawych czasach” coraz bardziej nabiera realnego znaczenia.

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

Europejska infrastruktura wodorowa

Zamierzenia, kontrowersje, dylematy

Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior

Istniejąca infrastruktura europejska do produkcji, przesyłu i konsumpcji energii, zarówno w części elektroenergetycznej, jak i gazowej, była budowana przez dziesięciolecia dla scentralizowanego systemu energetycznego zależnego od paliw kopalnych (węgiel, gaz ziemny, ropa), w tym od ich importu. Głównymi komponentami tego systemu były duże elektrownie oraz centra wydobycia gazu i ropy (w tym w kluczowym stopniu z Rosji), połączone z konsumentami liniami trakcyjnymi, rurociągami i transportem morskim.

Decyzja UE o dekarbonizacji zakłada radykalny wzrost roli energii odnawialnej (głównie fotowoltaika i turbiny wiatrowe), co będzie miało duży wpływ zarówno na system elektroenergetyczny, jak i infrastrukturę gazową. Dekarbonizacja będzie wymagała zatem stopniowego zastępowania starej infrastruktury dla paliw kopalnych (przy częściowym jej wykorzystaniu w nowej roli), z jednoczesnym rozwijaniem instalacji dla nowych nośników energii, zwłaszcza wodoru.

Dlatego program wodoryzacji europejskiej gospodarki wymaga w znacznym stopniu nowej infrastruktury, co wiąże się ze znacznymi inwestycjami, dużymi nakładami finansowymi i dość drastycznymi terminami realizacji, aby sprostać zapisom stosownych dokumentów UE, jak na przykład Europejski Zielony Ład¹, „Strategia w zakresie wodoru”², REPowerEU³ oraz nowa dyrektywa gazowa UE⁴.

Przyszły miks energetyczny, w tym rola wodoru

Oczekuje się, że miks energetyczny UE ulegnie drastycznej zmianie do 2030 roku, i będzie sukcesywnie postępować do 2050 roku, ze względu na planowane działania na rzecz dekarbonizacji systemu energetycznego i surowcowego.

Nastąpi ewolucja popytu na gaz ziemny. Różne scenariusze pokazują silny spadek zużycia gazu ziemnego do 2030 roku, mieszczący się – według różnych źródeł – w przedziale od -23 do -57% w porównaniu z poziomem z 2020 roku. Najbardziej radykalny jest scenariusz REPowerEU⁵, który zakłada zmniejszenie zużycia aż o 256 mld m³ (2680 TWh), co odpowiada spadkowi o 60% w latach 2020–2030. Szacunki dotyczące 2050 roku zakładają z kolei redukcję w przedziale 86–97%, w porównaniu z 2020 rokiem. Przewidywany spadek zużycia nastąpi głównie w przemyśle, budownictwie i energetyce, a nieznaczny wzrost w transporcie (ciężarówki, autobusy, transport morski)⁶. Szczególnie widoczny będzie spadek roli gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej. Szacunki na 2050 rok przewidują tylko 5-procentowy udział, podczas gdy udział energii wiatrowej przekroczy 50% a energii słonecznej 19%.

Rola wodoru w scenariuszach energetycznych UE znacząco wzrośnie. Obecne globalne zapotrzebowanie na wodór szacuje się na 95 milionów ton, z czego około 8 milionów ton przypa-

da na Europę. Mniej niż 1 milion ton obecnego światowego zapotrzebowania na wodór pochodzi ze źródeł niskoemisyjnych. W UE wodór wytwarzany jest głównie w procesie parowego reformingu metanu (SMR – *Steam Methane Reforming*) – 91% oraz jako produkt uboczny innych procesów chemicznych – 9%.

Produkcja wodoru w UE zużywa obecnie 33% gazu ziemnego w przemyśle (co stanowi 11% całkowitego zużycia gazu ziemnego). Przy tym 87% wodoru przeznacza się na użytek własny producentów (nie wymaga nowej infrastruktury), a tylko 13% sprzedawane jest z użyciem rurociągów lub transportu samochodowego. Niemcy i Holandia dominują w handlu wodorem (łącznie 50%). Aż 83% wodoru konsumują rafinerie i producenci nawozów, a 3% przeznacza się na ciepło przemysłowe. Ponad połowa zużycia wodoru w UE przypada na cztery kraje: Niemcy – 19%, Holandię – 11%, Polskę – 9% i Hiszpanię – 7%. Istniejąca sieć H₂ (2024) w UE liczy 16 rurociągów o łącznej długości 1564 km (Francja, Belgia, Holandia, Niemcy), z dominującym udziałem AirLiquide (1184 km) i Linde (135 km).

Według najbardziej radykalnego scenariusza (REPowerEU) produkcja wodoru odnawialnego wzrośnie do 10 milionów ton w 2030 roku i zostanie wsparta importem w tej samej ilości (w tym 4 milionów ton w postaci amoniaku lub innych nośników). Znacznie różniące się prognozy dotyczące 2050 roku przewidują konieczność wytworzenia zielonego wodoru w przedziale od 41 do 63 milionów ton. Wodór będzie wówczas przede wszystkim wykorzystywany jako surowiec w przemyśle, jego rola znacznie też wzrośnie w dwóch sektorach: wytwarzaniu energii elektrycznej (w wyniku stosowania H₂ w turbinach gazowych) oraz w ciepłownictwie – w sektorach mieszkaniowym i usługowym.

Przeprowadzone w ubiegłym roku przez GAZ-SYSTEM S.A. badanie sondażowe pt. „Wodorowa mapa Polski”⁷ pozwoliło wstępnie oszacować produkcję, konsumpcję, dystrybucję i magazynowanie wodoru w 2030 i 2040 roku. Prognozuje się, iż wytwarzać będziemy 1,11 mln ton wodoru (2030), a konsumować od 1,27 mln ton (2030) do 2,62 mln ton (2040), co wymusi import. Planowana moc elektrolizerów w 2030 roku wyniesie 5,6 GWe, a ich docelowa moc w 2050 roku osiągnie 9 GWe. Wskazano też rozbieżne lokalizacje centrów wytwarzania i konsumpcji wodoru i wynikającą stąd potrzebę łączącej je infrastruktury.

tury. Zaznaczono jednocześnie, iż zebrane dane odzwierciedlają głównie deklaracje uczestników ankiety i nie należy ich traktować jako wiążących prognoz.

Wpływ zmiany miks energetycznego na infrastrukturę gazowniczą

Europa ma najbardziej rozwiniętą sieć gazu ziemnego, do której podłączonych jest 40% gospodarstw domowych. Sieć przesyłowa gazu w UE wynosi 206 000 km, a dodatkowe 46 000 km w krajach spoza UE. Łącznie sieć przesyłowa i dystrybucyjna ma długość 2 mln km w UE i 2,7 mln km po uwzględnieniu krajów spoza UE⁸.

Rurociągi przesyłowe, zaprojektowane do transportu gazu pod wysokim ciśnieniem, są wykonane ze stali dostosowanej do parametrów gazu ziemnego i wymagają analizy przydatności w przypadku przesyłu wodoru (np. kruchość wodorowa). Rurociągi dystrybucyjne, w dużym stopniu wykonane z polietylenu, są lepiej przystosowane do niższego ciśnienia, a zatem bardziej dostosowane do transportu wodoru (rozwiązania wymaga natomiast problem przenikania wodoru). Malejące zużycie gazu ziemnego budzi obawy, że znaczna część sieci stanie się aktywem osieroconym. Nawet przewidywany intensywny wzrost produkcji biometanu (według REPowerEU – 35 mld m³ do 2030 roku) – nie jest w stanie temu zapobiec.

Zasadność budowy i koszty europejskiej sieci szkieletowej do wodoru

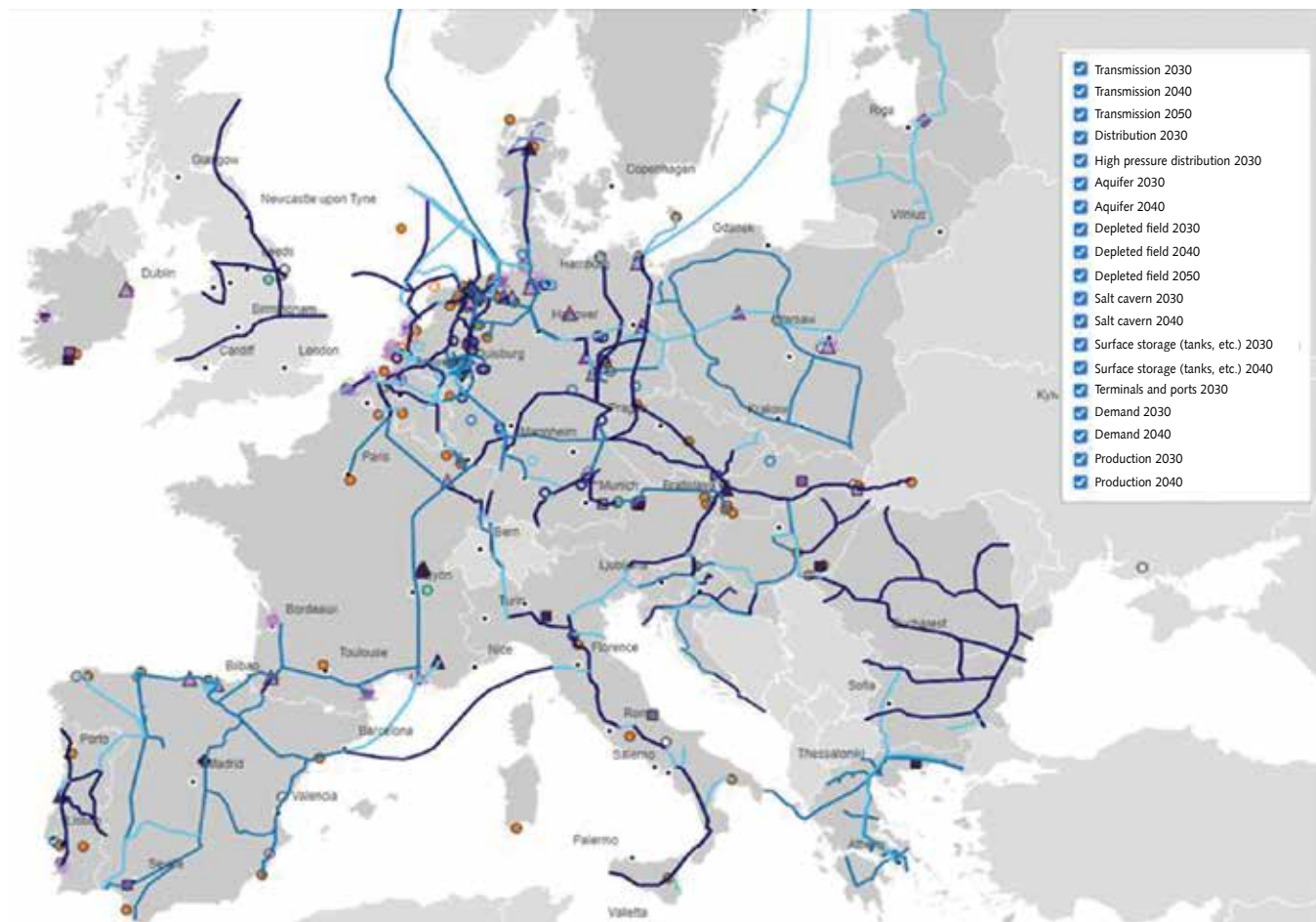
Brak odpowiedniej infrastruktury wodorowej stanowi krytyczne wyzwanie, utrudniające rozwój rynku wodoru w Europie. W Europie (ale i w ramach poszczególnych krajów) występować będzie silne niedopasowanie między podażą a popytem wodoru, co może wyrównać sieć⁹.

Zakłada się, że powstanie sieci rurociągów i magazynów przysporzy długofalowo oszczędności w wysokości 330 mld euro (w porównaniu z rozwiązaniami rozproszonymi). Akceptuje się przy tym pogląd, że w fazie początkowej budowana będzie infrastruktura w ramach poszczególnych hubów, dolin wodorowych, a następnie będzie poszerzana do wersji europejskiej.

Uważa się też, że koszty przesyłu energii z wykorzystaniem magistralnych sieci wodorowych mogą być w UE tańsze nawet 3 razy (w USA – 8 razy) w porównaniu z siecią elektroenergetyczną HVDC (*High Voltage Direct Current*) przy odległościach powyżej 1 tys. km.

Komisja Europejska szacuje, że potrzeby inwestycyjne do 2030 roku na rurociągi H₂ wewnątrz UE wyniosą 28–38 mld euro i 6–11 mld euro na magazynowanie, co umożliwi transport 20,6 Mt zielonego wodoru. Warto zauważyć, iż potrzeby finansowe są w tym wypadku o rząd niższe w porównaniu z nakładami na rozwój sieci elektroenergetycznej w tym samym okresie (584 mld euro). Akceptuje się przy tym pogląd, iż infrastruktura

Mapa planowanej europejskiej sieci wodorowej



<https://www.gie.eu/wp-content/uploads/2023/11/ERT.png>

wodorowa musi być planowana jako komplementarny składnik całej struktury energetycznej, obejmującej również prąd, gaz ziemny, biometan, a nawet CO₂.

Główne komponenty planowanej infrastruktury wodoru

Kluczowymi elementami infrastruktury wodoru są miejsca wytwarzania (głównie stacje elektrolizerów), gazociągi, kawerny solne jako magazyny masowe oraz infrastruktura portowa do importu wodoru i pochodnych.

Wytworzenie 10 mln ton zielonego wodoru w 2030 roku wymagać będzie 500 TWh dodatkowej energii elektrycznej (co stanowi 18% jej produkcji w UE w 2021 roku) i ponad 125 GW mocy elektrolizerów (szacunki dotyczące niezbędnej mocy elektrolizerów są rozbieżne, w zależności od zakładanego współczynnika ich wykorzystania i mieszczą się w przedziale od 60 do 140 GW).

Planowana transeuropejska sieć wodorowa EHB (*European Hydrogen Backbone*)¹⁰ przewiduje pięć głównych korytarzy rurociągów i osiągnie długość:

- 32 616 km do 2030 roku (z czego 60% to przekształcone gazociągi gazu ziemnego),
- 57 662 km do 2040 roku (co stanowi prawie 30% obecnej sieci transportu gazu).

Jeden z korytarzy (*Nordic-Baltic Hydrogen Corridor*)¹¹, o długości 1500 km będzie przechodził przez Polskę (koszt: początkowo 8,4 mld euro, plus kolejne 3,4 mld euro do 2040 roku). Znaczącą częścią EHB będzie stanowić niemiecka sieć szkieletowa wodoru¹², która ma dotrzeć do dużych regionów zużycia i produkcji wodoru oraz połączyć główne lokalizacje, takie jak centra przemysłowe, magazyny, elektrownie i korytarze importowe. Sieć powinna umożliwić rozbudowę w celu sukcesywnego powiększania stopnia wodoryzacji niemieckiej gospodarki. Główne parametry: długość linii – 9040 km, termin zakończenia – 2032 rok, moc sprężania – 291 MW, stosunek nowej sieci do sieci osieroconej wykorzystanej ponownie – 44/56 %, koszt inwestycji – 18,9 mld euro. Planowana mapa infrastruktury H₂ przedstawiona jest na mapie (str. 12).

Rurociągi są zazwyczaj wykorzystywane do transportu sprężonego wodoru gazowego, podczas gdy statki mogą przewozić wodór w postaci ciekłej lub w innym nośniku. Rurociągi okazują się opłacalne w przypadku importu wodoru z pobliskich regionów UE, takich jak Morze Śródziemne i Morze Północne, a ich całkowite koszty rosną niemal liniowo wraz ze wzrostem odległości, jaką muszą pokonać. Bez konieczności stosowania skomplikowanych procesów chemicznych koszt transportu wodoru rurociągami może wynieść zaledwie 0,3 euro/kg/1000 km i może zostać dodatkowo obniżony do 0,11 euro/kg/1000 km poprzez modernizację istniejących gazociągów. Dlatego w przypadku stosunkowo krótszych odległości (handel wewnątrzunijny, a także z krajami sąsiadującymi) rurociągi zazwyczaj są najbardziej opłacalną opcją.

Rola transportu morskiego i infrastruktury portowej. Gdy odległości przekraczają 3000 km, transport morski jest bardziej przystępną cenowo opcją niż rurociągi. Plany importu nie zostaną zrealizowane, jeśli infrastruktura portowa nie będzie odpowiednio wdrożona na czas. Główne instalacje, które muszą zostać rozwinięte w portach w celu obsługi wodoru, to odpowiednio:

- specjalistyczne terminale do obsługi wodoru i jego pochodnych, takich jak amoniak i LOHC (*Low Organic Hydrogen Carrier*),
- obiekty do konwersji wodoru na inne nośniki (np. amoniak),
- portowe magazyny dla wodoru i innych jego nośników,
- lokalne systemy dystrybucji i transportu do zarządzania przepływem wodoru w porcie i poza nim,
- stacje tankowania wodoru, amoniaku, e-paliw oraz CO₂.

Kilka portów w UE prowadzi lub przygotowuje obecnie duże inwestycje, aby zapewnić niezbędną infrastrukturę do obsługi przyszłego transportu wodoru i jego nośników. Wzorcowym przykładem jest port w Rotterdamie, w którym buduje się instalacje do produkcji wodoru, w tym na morskich farmach wiatrowych, wytwórnie e-paliw, obiekty do importu wodoru, amoniaku i LOHC oraz instalacje do składowania CO₂ pod dnem morskim.

Zasadność blendowania i wykorzystania instalacji osieroconych oraz bezpieczeństwo instalacji

- Zalecane i przewidywane przez UE masowe mieszanie (blendowanie) gazu ziemnego i wodoru (do 20%) budzi wątpliwości ekspertów. Twierdzi się, na przykład¹³, iż „korzyści ze zmniejszonej emisji gazów cieplarnianych są ograniczone. Na przykład mieszanka 20% wodoru (objętościowo) z gazem ziemnym zawiera tylko około 7% wodoru pod względem zawartości energii i w najlepszym przypadku oznacza tylko 7-procentową redukcję emisji dwutlenku węgla na dżul ciepła wytworzonego podczas spalania”. Zadawane jest zatem coraz częściej pytanie, czy preferować blendowanie (hytan) czy autonomiczną sieć wodorową.
- Według scenariusza EHB, ponowne wykorzystanie rurociągów gazu ziemnego (o średnicy 20”) do przesyłu wodoru generuje tylko 30% wydatków związanych z wdrażaniem nowych rurociągów i jest zalecane krajom członkowskim. Z kolei jeden z raportów¹⁴, stwierdza, iż „istniejące gazociągi wymagałyby gruntownej modernizacji lub radykalnego obniżenia parametrów, aby transportować wodór” oraz stwarzają „obok wyzwań technicznych i ekonomicznych poważne zagrożenia dla bezpieczeństwa i środowiska, związane ze zmianą przeznaczenia rur”.
- Niezbędne jest wdrożenie nowych rozwiązań w zakresie bezpieczeństwa wysokociśnieniowych kompozytowych zbiorników i rur do wodoru, których nie przewiduje obecna legislacja¹⁵.

Kontrowersje i dylematy istotne dla tempa budowy infrastruktury wodorowej

Analiza oficjalnych dokumentów, zarówno unijnych, jak i pochodzących z krajów członkowskich, a także przegląd materiałów naukowych oraz stanowisk zajmowanych przez gremia biznesowe i polityczne pokazują dużą zmienność opinii w zakresie sposobów planowania i wdrażania wodoryzacji gospodarki, a w związku z tym także budowy infrastruktury wodorowej.

Z jednej strony widoczne są spektakularne przykłady testowania i wdrażania technologii zielonego wodoru, głównie w postaci pilotowych instalacji i inwestycji w hutnictwie żelaza, aluminium¹⁶ (zdjęcie na str. 14) i szkła¹⁷, nawozów sztucznych¹⁸, petrochemii syntetycznych paliw¹⁹ czy inicjowania tzw. miast i wiosek wodorowych^{20, 21}.



Constellium company, udany wytop 12-tonowej płyty aluminium z użyciem pieca zasilanego wodorem.

Źródło: <https://images.dnrgroup.com/image/eyJ3ljo4ODAsmYiOjJ3ZWJwliwiayI6lBkMDI5MjNkMjAzYTE3OGMxODhkY2QxYTM5YzQwYTllliwiY3JvcCl6WzAsNCwxNjAwLDEwNjNldCljYjoxLjUslm8iOiJnbG9iYWwifQ>

Z drugiej strony ambitne zapisy programowe wielu dokumentów (np. REPowerEU) zderzają się ze zmieniającymi się uwarunkowaniami, w tym:

- narastającą tendencją do modyfikacji Europejskiego Zielonego Ładu, co jest następstwem wysokich kosztów energii w UE i pogarszających się warunków konkurencji z gospodarkami USA i Chin,
- zróżnicowanym tempem implementacji zapisów UE w programach rządowych poszczególnych krajów i ich finansowaniem,
- geopolityką, w tym podejściem nowej administracji USA, promującej dalszą intensywną eksploatację węglowodorów kopalnych,
- wolno tworzącym się popytem na zielony wodór, co jest następstwem wysokich cen elektrolizerów oraz kosztów wytwarzania w stosunku do cen wodoru czarnego/szarego,
- ostrożnością kapitału prywatnego, który oczekuje zmian legislacyjnych w zakresie wodoru niskowęglowego oraz wsparcia kosztownych inwestycji środkami publicznymi, w sytuacji, gdy rynek zielonego wodoru jest dopiero w fazie budowy i istnieje niebezpieczeństwo porażki inwestycyjnej.

Dylematy w zakresie wodoryzacji i infrastruktury wodorowej w UE wyrazić można najkrócej w postaci następujących pytań, a mianowicie:

- co transportować i importować (wodór i w jakiej postaci, a może amoniak, e-paliwa itp.)?
- importować zieloną stal czy może wodór, a zieloną stal wytwarzać w Europie?
- które branże elektryfikować, a które wodoryzować, aby nie powodować tzw. kanibalizacji OZE?
- importować i przysyłać energię elektryczną na duże odległości czy przysyłać wodór, a energię wytwarzać lokalnie?
- jak projektować infrastrukturę wodorową, aby była kompletna ze zintegrowaną infrastrukturą energetyczną?
- jak finansować infrastrukturę w fazie ograniczonej produkcji i zbytu zielonego wodoru (problem kury czy jajka)?
- jak wykorzystać osierocone aktywa z wykorzystaniem biometanu i wodoru?
- jak zapewnić bezpieczeństwo przy radykalnej rozbudowie instalacji wodorowych?

Najbliższe miesiące przyniosą zapewne rozstrzygnięcia w zakresie wielu poruszonych kwestii. Ważne jest jednak, aby nie czekać na to, co zrobią inni, ale również w Polsce odważnie rozpocząć budowę rynku zielonego wodoru i niezbędnej ku temu infrastruktury, w tym z wykorzystaniem polskiego potencjału przemysłowego i naukowego.

Prof. dr hab. inż. Jerzy Kaleta, dr inż. Paweł Gašior,
Katedra Mechaniki, Inżynierii Materiałowej i Biomedycznej,
Wydział Mechaniczny, Politechnika Wroclawska

Bibliografia

- ¹ Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0640>
- ² Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, COM(2020) 301 final <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>
- ³ REPowerEU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0230>
- ⁴ Nowa dyrektywa gazowa UE, <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzieniki-UE/dyrektywa-2024-1788-w-sprawie-wspolnych-zasad-rynkow-wewnetrznych-gazu-72359500>
- ⁵ Scenarios, REpowerEU communication, Enerdata's analysis
- ⁶ Enerdata, EnerBlue scenario
- ⁷ „Wodorowa mapa Polski”, podsumowanie badania ankietowego, https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:89ff1d71-447c-4465-8f02-c1a9ed4fcd6d/prezentacja_wyniki_badania_wodorowa_mapa_polski-2024.pdf
- ⁸ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/10/2024_10_HE_Hydrogen-Infrastructure-Report.pdf
- ⁹ 2024_10_HE_Hydrogen-Infrastructure-Report.pdf, https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/10/2024_10_HE_Hydrogen-Infrastructure-Report.pdf
- ¹⁰ European Hydrogen Backbone, <https://www.ehb.eu/>
- ¹¹ Amber Grid, Gas transmission system operators complete Nordic-Baltic Hydrogen Corridor pre-feasibility study <https://ambergrid.it/en/green-gas/hydrogen/nordic-baltic-hydrogen-corridor-project/967>
- ¹² (Die nationale Wasserstoffstrategie hat den Markthochlauf von Wasserstoff zum Ziel. Dafür wird die ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff und der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur sichergestellt. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernetz/start.html>
- ¹³ P. Martin, I. B. Ocko, S. Esquivel/Elizondo, R. Kupers, D. Cebo., T. Baxter, & Hamburg, S. P. (2024). *A review of challenges with using the natural gas system for hydrogen. Energy Science & Engineering*, 12(10), 3995-4009.
- ¹⁴ <https://www.hydrogeninsight.com/policy/mostly-unusable-existing-gas-pipes-would-need-massive-retrofit-or-crippling-de-rating-to-carry-hydrogen-study/2-1-1694727>
- ¹⁵ Hydrogen Safety Engineering and Research Centre (HySAFER), Ulster University. Vladimir Molkov, Advances in hydrogen safety technologies, COPV-World 2024 Symposium, Brussels, October 8–9, 2024.
- ¹⁶ <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/industrial-heat-us-company-casts-12-tonne-aluminium-slab-using-hydrogen-burner/2-1-1678387>
- ¹⁷ https://www.hydrogeninsight.com/industrial/-green-hydrogen-can-be-burned-in-our-glass-making-furnace-without-impacting-quality-/2-1-1748470?utm_campaign=2024-12-05&utm_content=hydrogen&utm_medium=email&utm_source=email_campaign&utm_term=recharge
- ¹⁸ <https://eandt.theiet.org/2024/06/12/yara-officially-opens-europes-largest-green-hydrogen-plant-norway>
- ¹⁹ <https://www.gasworld.com/story/power2x-and-advario-plan-large-scale-e-saf-hub-at-rotterdam/2145408.article/>
- ²⁰ https://fukushima-mirai.env.go.jp/cop26/doc/210928_COP26_Efforts_E_namie.pdf
- ²¹ <https://www.bbc.com/news/uk-england-merseyside-66165484>

Nowe bloki gazowe

Wielka moc, mały wolumen

Jacek Bogucki

12 grudnia 2024 roku rozstrzygnęła się aukcja główna rynku mocy na 2029 rok, w trakcie której większość kontraktów mocowych została zawarta przez projekty magazynów energii, podczas gdy zgłoszone projekty dużych jednostek gazowych były zmuszone do wycofania się z powodu zbyt niskiej ceny. Cena zamknięcia tegorocznej aukcji dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych polskich wyniosła 264,90 PLN/29/kW/rok¹ i dla jednostek gazowych okazała się niewystarczająca, aby pokryć nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne oraz koszt kapitału, jednocześnie uwzględniając fakt, że przychody z produkcji energii elektrycznej i usług systemowych mogą po 2030 roku ulec istotnemu zmniejszeniu. Porażka nowych projektów gazowych wpłynęła na szybkie rozpoczęcie procedowania nowelizacji ustawy o rynku mocy w zakresie wprowadzenia mechanizmu dodatkowej aukcji dogrywkowej.

W tym artykule omówię ostatnią aukcję mocy oraz jej skutki, a także oszacuję prawdopodobne oczekiwania inwestorów co do wysokości wsparcia dla nowych projektów.

Potrzeby KSE w perspektywie 2030 roku

Wykaz jednostek giełdowej platformy informacyjnej (stan na 2 stycznia 2025 roku) wskazuje, że spośród 93 jednostek wytwórczych typu JWCD 5¹ stanowią bloki opalane węglem kamiennym, a 20 węglem brunatnym. Łącznie bloki węglowe stanowią ponad 85% mocy osiągalnej wszystkich JWCD². Według danych na listopad 2024 roku, średni wiek bloku typu JWCD opalanego paliwem węglowym wynosił ponad 37 lat³.

W ostatnich latach rozpoczęto wygaszanie bloków klasy 200 MW, wycofane z eksploatacji zostały m.in. bloki 1 i 2 w Elektrowni Dolna Odra, bloki nr 1 i 2 w Rybniku oraz bloki nr 1–6 w Pątnowie. Ze względów zarówno technicznych, jak i ekonomicznych wiele bloków energetycznych opalanych węglem, stanowiących obecnie trzon bezpieczeństwa dostaw energii KSE⁴, będzie wyłączanych w najbliższych latach.

Kluczowy może być obecny rok, w którym część jednostek utraci wsparcie z rynku mocy. Nadzieję dla przedłużenia „życia” tych jednostek daje grudniowa nowela ustawy o rynku mocy. 24 grudnia 2024 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy (UC70). Projekt zakłada przeprowadzenie czterech aukcji uzupełniających (derogacyjnych) na następujące okresy dostaw: II połowa 2025 roku (aukcja półroczna) oraz na lata dostaw 2026, 2027 i 2028 (aukcje roczne).

Aukcje uzupełniające zostaną przeprowadzone po zakończeniu aukcji dodatkowych rynku mocy. W aukcjach tych będą mogły startować jednostki o emisji na MWh energii elektrycznej przekraczającej 550 kg CO₂.

Docelowo, zgodnie z ustaleniami Europejskiego Zielonego Ładu, gospodarka unijna, a zatem i sektor elektroenergetyczny, muszą osiągnąć neutralność klimatyczną. Gospodarka wymaga jednak sta-

bilnych dostaw energii. Tych na dziś, długookresowo nie potrafimy zapewnić wyłącznie przez pogodozależne źródła odnawialne.

Grzegorz Onichimowski, prezes PSE, podczas konferencji EuroPower&OZEPower, która odbyła się 7 listopada 2024 roku, wskazywał na konieczność budowy w perspektywie początku lat 30. około 12 GW mocy podszczytowej i szczytowej w gazie, przy założeniu, że nie uda się przedłużyć eksploatacji starych bloków węglowych.

Czy to możliwe? Analizując dane na temat realizowanych oraz przygotowywanych projektów o łącznej mocy około 13 GW, wydaje się, że tak. Do tych mocy należą:

- CCGT⁵ Grudziądz, CCGT Ostrołęka, CCGT Adamów, CCGT Rybnik oraz OCGT Łódź i OCGT Karolin (projekty w trakcie budowy o łącznej mocy około 3 GW),

Bloki gazowe w budowie

Planowany rok uruchomienia	Nowe bloki energetyczne	Moc [MW]
2025	OCGT Karolin	119
2026	CCGT Grudziądz	563
2026	CCGT Ostrołęka	745
2027	CCGT Adamów	560
2027	CCGT Rybnik	871
2027	OCGT Łódź	181
	RAZEM	3039

Źródło: PSE, „Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040”, s. 21.

- projekty, które już zawarły umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej z PSE o mocy około 1,75 GW – CCGT w Kozienicach (około 1,3 GW) oraz CCGT w Gdańsku (około 0,45 GW),
- projekty, dla których inwestorzy złożyli wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej, według opublikowanej w styczniu 2025 roku przez PSE listy, o łącznej mocy prawie 8 GW. Realizacja większości nowych projektów będzie uwarunkowana otrzymaniem wsparcia z rynku mocy,

- w świetle powyższego realizacja inwestycji gazowych na oczekiwanym przez prezesa PSE poziomie wydaje się możliwa.

Wyniki aukcji mocy na 2029 rok

Aukcja mocy na 2029 rok zakończyła się w siódmej rundzie z ceną zamknięcia 264,90 PLN'29/kW/rok. Cena wywoławcza wynosiła 536,80 PLN'29/kW/rok. Ceny zamknięcia w poprzednich dwóch latach wynosiły odpowiednio 244,9 PLN'28/kW/rok oraz 406,35 PLN'27/kW/rok⁶.

Analizując wyniki, można zauważyć, że w przypadku nowych instalacji wytwórczych z 17-letnim okresem wsparcia zarejestrowano 81 instalacji o łącznej mocy około 2,6 GW (z uwzględnieniem korekcyjnych współczynników dyspozycyjności). Zdecydowaną większość stanowią magazyny energii o łącznej mocy około 2,5 GW. Do nielicznych, niebędących magazynami energii nowych instalacji, które uzyskały wsparcie z rynku mocy, zaliczyć można dwa projekty PGE Energia Ciepła o łącznej mocy około 90 MW.

Wsparcia nie uzyskały duże projekty gazowe – o których wiadomo było, że będą startować – ENEL (2 bloki po około 0,7 GW) oraz Energi (około 0,45 GW), dla których cena 264,90 PLN'29/MW/rok była nie do zaakceptowania.

Aukcje dogrywkowe

4 lutego 2025 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy (UD190), który zakłada wprowadzenie mechanizmu dodatkowej aukcji dogrywkowej. W jej ramach możliwy byłby zakup mocy, który byłby efektem aktualizacji zapotrzebowania na moc po przeprowadzeniu aukcji głównej na dany okres dostaw. Aukcje dogrywkowe będą mogły być przeprowadzone na rok dostaw 2029 oraz na rok dostaw 2030. Będą organizowane w przypadku, gdy po przeprowadzeniu aukcji głównej na dany rok dostaw problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych nie zostanie rozwiązany, a fakt ten zostanie potwierdzony i uzasadniony przez operatora systemu przesyłowego.

Dogrywkowa aukcja na 2029 rok ma się odbyć jeszcze w tym roku. Według zapowiedzi PSE, ustalenie parametrów aukcji dogrywkowej, w tym współczynników KWD⁷, powinno pozwolić na prawidłowe odzwierciedlenie potrzeb systemu i zakontraktowanie w większym stopniu jednostek wytwórczych, które nie posiadają ograniczenia w zakresie czasu nieprzerwanej pracy.

Na bazie nieformalnych komentarzy branżowych ekspertów oczekuje się istotnego zmniejszenia współczynnika KWD dla magazynów do poziomu około 10–15%. Da to istotne szanse na zakontraktowanie mocy przez projekty gazowe, które nie uzyskały wsparcia w grudniowej aukcji głównej – m.in. wspomniane projekty ENEL i Energi.

Ile będą pracować bloki gazowe?

Z perspektywy rachunku efektywności ekonomicznej inwestycji kluczowe jest, aby blok gazowy generował przychody, które zapewnią jego rentowność oraz utrzymanie długoterminowej opłacalności i bankowalności projektu.

W standardowym modelu działania elektrowni na rynku kluczowym towarem dostarczonym przez blok gazowy była energia elektryczna. Marża ze sprzedaży energii pozwalała na zapewnienie rentowności wystarczającej do funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Jednak w związku z transformacją systemu wytwórczego KSE, zmienia się paradygmat działania elektrowni gazowych na rynku.

W ostatniej dekadzie obserwowaliśmy dynamiczny wzrost mocy źródeł OZE. Zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, rozwój OZE będzie nadal kontynuowany, co potwierdzają również krajowe dokumenty, takie jak „Krajowy plan w dziedzinie energii klimatu do 2030 roku”. Wraz ze wzrostem produkcji energii przez źródła odnawialne, w warunkach zapotrzebowania na energię odgórnie ograniczonego popytem w KSE, produkcja źródeł gazowych będzie spadać.

Mimo to, z perspektywy bezpieczeństwa systemu, niezbędne będzie utrzymanie funkcjonowania w systemie sterowalnych jednostek, takich jak elektrownie gazowe. Ich kluczową rolą nie będzie już produkcja energii elektrycznej, lecz bilansowanie systemu i dostarczenie mocy w sytuacji niedoboru produkcji OZE. Problematyka zmiany modelu pracy elektrowni konwencjonalnych jest już wyraźnie formułowana w wypowiedziach ekspertów z branży energetycznej.

Obecnie wybudowane bloki gazowe (2 bloki gazowe w Dolnej Odrze) mogą liczyć nawet do 5500 godzin pracy rocznie⁸. Jednakże już w latach 30. nowe projekty mogą mieć problem z malejącymi przychodami z produkcji energii elektrycznej.

Wskazuje na to na przykład wypowiedź Grzegorza Onichimowskiego, prezesa PSE, który na konferencji EuroPower&OZEPower 7 listopada 2024 roku mówił o „blokach gazowych jak o wojsku”, w które się inwestuje „po to by je mieć, a nie, by ich używać”.

Prezes powiedział także: – *Liczymy, że z nowo wybudowanych jednostek (zasilanych gazem – PAP), poza tymi, które już są zakontraktowane w rynku mocy, część z czasem będzie pracowała średnio 2 tygodnie w roku – będzie to stopień wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie 1, 2, 3, 5 proc.*⁹

Dochody z działalności operacyjnej związanej z produkcją energii elektrycznej będą zatem niewystarczające, aby pokryć koszty stałe jednostki.

Sprzyjać temu będzie również wysoki przyrost mocy OZE, w tym zwłaszcza farm wiatrowych morskich i lądowych do kolejno 6 i 19 GW w 2030 roku według projektu „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu” w scenariuszu aktywnej transformacji oraz magazynów energii (obecnie ponad 4 GW¹⁰ wygranych aukcji mocy w ostatnich trzech latach), które będą zabierać mocom gazowym wolumen nawet w tych godzinach, w których nie wieje i nie świeci. W 2036 roku do eksploatacji ma wejść pierwszy blok jądrowy o mocy 1250 MW, a po nim w rocznych odstępach kolejne dwa.

To oznacza, że dla projektów gazowych, których eksploatacja rozpocznie się po 2029 roku, rynek mocy z każdym rokiem będzie w coraz większym stopniu odpowiedzialny za dopięcie rachunku efektywności ekonomicznej.

Jakie wsparcie muszą otrzymać bloki gazowe?

Wychodząc z tego założenia, wyznaczyłem minimalną stawkę za moc dyspozycyjną, zakładając jedynie przychody z rynku mocy przy warunku brzegowym – NPV dla inwestora co najmniej na poziomie zerowym. Przyjęto ponadto:

- nakłady inwestycyjne dla CCGT na bazie wyników przetargu dla bloku w Rybniku, skorygowany o inflację. Dla OCGT przyjęłem ekspercko 70% nakładów inwestycyjnych CCGT,
- 15 lat wsparcia z rynku mocy dla mocy OCGT oraz 17 lat dla CCGT (zielony bonus za niską emisyjność),

- finansowanie dłużne w wysokości 70%. Oprocentowanie ustalone na bazie aktualnego WIBOR6M ze średnią marżą,
- dla wskaźnika kosztów stałych (w relacji do nakładów inwestycyjnych) przyjęto zakres od 4 do 7%. Jego wysokość zależy od wynegocjowanego poziomu umowy serwisu (zwykle ustalana w przetargu razem z wielkością nakładów inwestycyjnych, zawierana na długi okres, np. 10–12 lat) oraz poziomu zatrudnienia¹¹. Kategoria ta obejmuje również koszty zamówionej mocy dostaw paliwa gazowego, ubezpieczenia, stałe koszty remontów, podatki i opłaty itp. Nie korygowałem kosztu stałego w ostatnich kilku latach wsparcia. Jest prawdopodobne, że te bloki nadal będą potrzebne w systemie i na przykład będą miały możliwość uzyskania wsparcia na dodatkowe nakłady związane z przejściem na wodór i dalszą eksploatacją,
- dla oczekiwanego zwrotu na kapitale własnym przyjęto zakres od 6 do 12%. Jego wysokość zależy od indywidualnej percepcji ryzyka danego projektu przez inwestora. Projekty z zapewnionym niemal 100-procentowym wsparciem są istotnie mniej ryzykowne i implikują niższy oczekiwany zwrot na kapitale własnym.

Tabela 1. Minimalna stawka z rynku mocy dla bloków CCGT

		CCGT			
		CoE			
[%]		6%	8%	10%	12%
Fixed OM	3	532,6	572,1	614,5	660,0
	4	573,1	612,5	654,9	700,4
	5	613,5	652,9	695,3	740,8
	6	653,9	693,4	735,8	781,3
	7	694,3	733,8	776,2	821,7

Źródło: obliczenia własne.

Tabela 2. Minimalna stawka z rynku mocy dla bloków OCGT

		OCGT			
		CoE			
[%]		6%	8%	10%	12%
Fixed OM	3	390,1	413,4	438,2	464,8
	4	418,6	441,9	466,7	493,3
	5	447,1	470,4	495,2	521,8
	6	475,6	498,9	523,7	550,3
	7	504,1	527,4	552,2	578,8

Źródło: obliczenia własne.

Przykładowa interpretacja wyników z powyższych tabel

Dla bloku CCGT z kosztami stałymi na poziomie 3% w pierwszym roku eksploatacji w relacji do nakładów inwestycyjnych i rosnącymi inflacyjnie oraz oczekiwanym minimalnym zwrocie dla inwestora na poziomie 6% – minimalna stawka z rynku mocy wynosi 532 PLN'30/kW_{def}/rok.

Powyższe wyniki zostały wygenerowane przy założeniu braku pracy na rynku energii elektrycznej oraz braku przychodów z regulacyjnych usług systemowych. Są to więc wartości skrajne. Projekty oddane do eksploatacji jako pierwsze na początku lat 30. zapewne będą miały jeszcze szansę przez kilka pierwszych lat eksploatacji na większą liczbę godzin pracy od liczby zapowiadanej przez prezesa PSE na poziomie do 5%. W efekcie cena z rynku mocy, która zrównoważy NPV (*net present value*) dla takich inwestorów, **będzie odpowiednio niższa**.

Należy również zastrzec, że ewentualny wzrost wielkości całkowitego kosztu budowy w stosunku do założenia do kalkula-

cji przyjętych na bazie wyników przetargu dla bloku w Rybniku w 2023 roku, będzie oznaczać również **odpowiednio wyższe stawki** z rynku mocy.

* * *

- Cena wywoławcza w ostatniej aukcji wynosiła 536,80 PLN'29/kW/rok. W świetle przedstawionych wyników wydaje się, że jest to poziom, przy którym inwestorzy mają szansę dopiąć projekt ekonomicznie. Należy pamiętać, że aby uzyskać porównywalność ceny dla aukcji w kolejnym roku cena z poprzedniego roku musi zostać podniesiona o inflację.
- Bliskość wyliczonych stawek oraz ceny wywoławczej dla aukcji na 2029 rok potwierdza konieczność rozdzielenia aukcji dla bloków gazowych oraz magazynów energii. Także dlatego że bloki gazowe mogą dostarczać znaczną moc przez dłuższy czas, co jest kluczowe przy utrzymaniu stabilności systemu w dłuższych okresach obciążenia lub przy braku dostatecznej produkcji ze źródeł odnawialnych.
- W świetle bardzo prawdopodobnej niskiej liczby godzin pracy jednostek gazowych po 2030 roku coraz bardziej prawdopodobny w kolejnych aukcjach stanie się większy udział projektów OCGT, które mimo niższej sprawności charakteryzują się większą elastycznością, istotnie niższym CAPEX oraz krótszym okresem budowy.
- Aukcja mocy w 2030 roku będzie ostatnią, która odbędzie się według aktualnych reguł. Prawdopodobne jest, że magazyny energii nie będą w kolejnych latach rywalizować z blokami gazowymi, ponieważ oferują różne produkty. Bloki – moc i niezawodność w długim terminie, a magazyny – elastyczność. Przy takim podejściu i rozdzieleniu bloków gazowych od magazynów energii uzyskiwanie odpowiednich cen dla bloków gazowych będzie jak najbardziej możliwe.

Jacek Bogucki, dyrektor Biura Branży Energetycznej i Technologii, Bank Gospodarstwa Krajowego

¹ Notacja PLN'29/MW/rok oznacza, że cena wyjściowa zostanie w 2030 roku podniesiona o inflację 2029 roku, z kolei w 2031 roku o skumulowaną inflację lat 2029 i 2030 itd.

² Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane.

³ Według dokumentu pn. „Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040” PSE, listopad 2024.

⁴ Krajowy System Elektroenergetyczny.

⁵ Akronim CCGT (ang. *Combined Cycle Gas Turbine*) odnosi się do elektrowni pracujących w układzie gazowo-parowym, natomiast OCGT (*Open Cycle Gas Turbine*) oznacza jednostki gazowe pracujące w układzie prostym. W CCGT ciepło gazów wylotowych za turbiną gazową jest wykorzystywane do generacji pary świeżej, napędzającej turbinę parową. Ogranicza to stratę wylotową i pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie energii chemicznej paliwa. Osiągane obecnie sprawności elektryczne brutto w układzie kombinowanym przekraczają 64%. Układ CCGT charakteryzuje się prawie o połowę wyższą sprawnością niż CCGT.

Zalety układu prostego (OCGT) wynikają z jego mniejszej złożoności technologicznej. Można wśród nich wymienić: krótszy czas budowy, większą elastyczność pracy oraz niższe nakłady inwestycyjne na MW mocy zainstalowanej.

⁶ Podane ceny są właściwe dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych polskich.

⁷ Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności.

⁸ Podcast Wysokie Napięcie – wywiad z Pawłem Stępnem, dyrektorem Departamentu Inwestycji PGE S.A., 15 stycznia 2025 roku.

⁹ <https://zielonagospodarka.pl/prezes-pse-na-poczatku-lat-30-będzie-potrzeba-ok-12-gw-mocy-w-gazie-18254>

¹⁰ Po uwzględnieniu KWD.

¹¹ Na przykład 19 lutego Beata Klimek, prezydent Ostrowa Wielkopolskiego, komentowała, że blok gazowy PGE o mocy około 1300 MW miałby zatrudniać około 100 osób.

Poszukiwanie złóż wodoru naturalnego w Polsce

Krystian Wójcik, Marcin Łojek, Karolina Synowska

Wodór naturalny, zwany również białym, który występuje w skorupie ziemskiej podobnie jak gaz ziemny, wzbudził niedawno zainteresowanie świata nauki i przemysłu. Zaczął być bowiem postrzegany jako dodatkowe źródło surowca, którego eksploatacja będzie nie tylko szansą na przetrwanie sektora poszukiwań i wydobywania surowców energetycznych, obciążanego coraz to nowymi opłatami i restrykcyjnymi regulacjami dyktowanymi przez Unię Europejską, ale zapewni też możliwość transformacji tego sektora w kierunku rozwiązań znacznie bardziej przyjaznych dla środowiska. Wodór naturalny, choć znajduje się poza nawiasem RFNBO, czyli definicją odnawialnych paliw pochodzenia niebiogenicznego Komisji Europejskiej z 2022 roku, to jednak obok wodoru zielonego, żółtego (produkowanych w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych) czy wodoru niebieskiego i turkusowego (produkowanego na drodze przeróbki metanu z wychwytem dwutlenku węgla lub strącaniem węgla cząsteczkowego) jest jeszcze jednym źródłem czystego surowca, niepowodującym emisji gazów cieplarnianych do atmosfery.

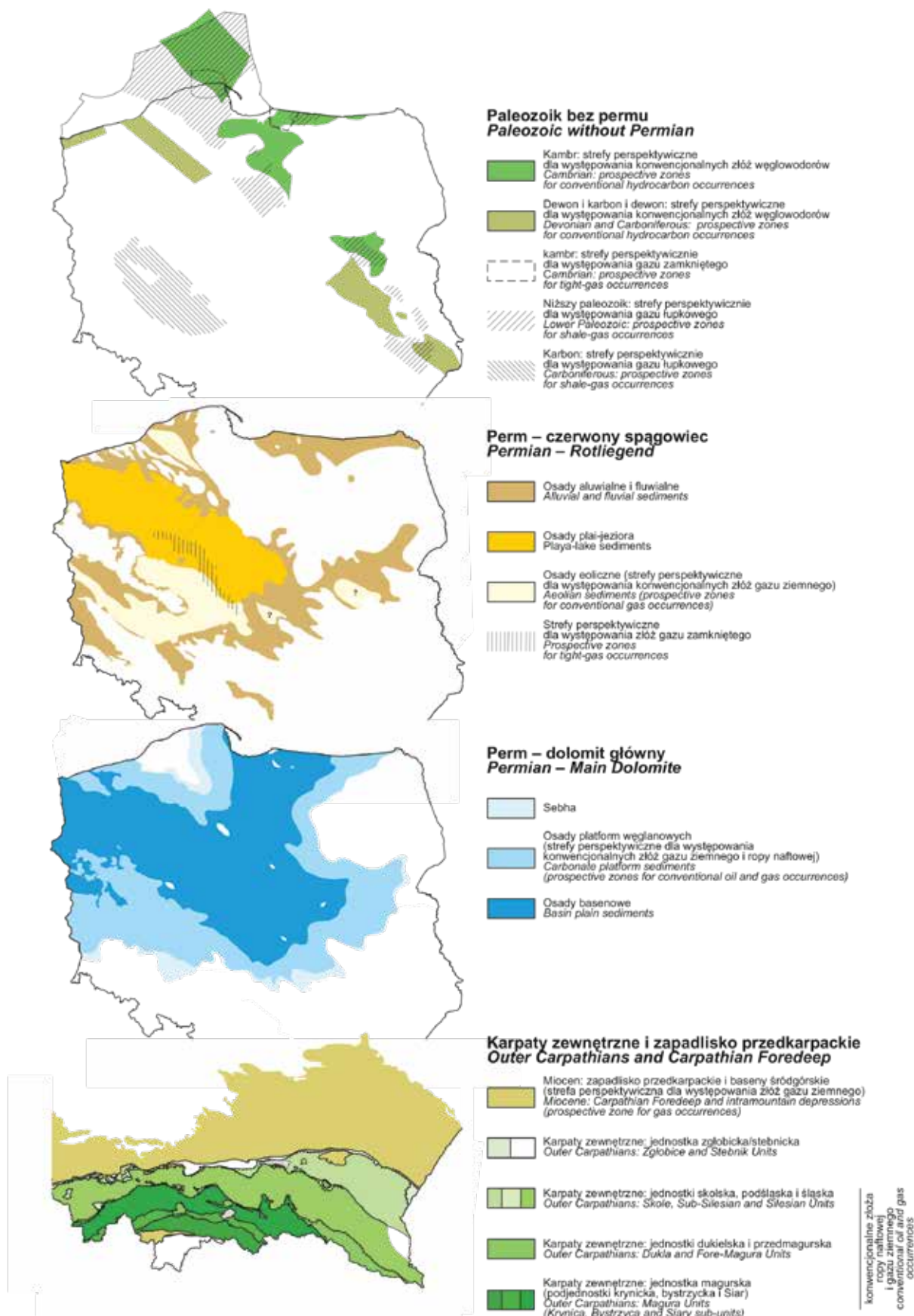
Zjawiska odpowiedzialne za powstawanie wodoru naturalnego zachodzą w środowisku naturalnym w sposób ciągły od początków istnienia naszej planety. Wśród wielu procesów generacji wodoru – na przykład wietrzenia skał ultrazasadowych, migracji wodoru z głębokich partii skorupy lub ziemskiego płaszcza, utleniania skał bogatych w żelazo lub radiolizy wody w skałach bogatych w pierwiastki promieniotwórcze, magmatyzmu i wulkanizmu – dominują procesy abiotyczne i, bądź co bądź, odnawialne (choć nie brakuje także wodoru generowanego w procesach rozkładu materii organicznej, podobnie jak generowana jest ropa naftowa czy gaz ziemny). Nic jednak dziwnego, że wodór naturalny znalazł się poza wszelkimi dokumentami europejskiej legislatury, ponieważ dopiero w 2023 roku problematykę geologii wodoru dostrzegła opinia publiczna, kiedy FDE – francuski niezależny koncern multienergetyczny – ogłosił odkrycie w Lotaryngii największego na świecie złoża naturalnego wodoru o zasobach szacowanych na 46 mln t [Pironon, de Donato, 2023]. Przy rocznym zapotrzebowaniu na wodór całej Unii Europejskiej, szacowanym na 20 mln t (plan Komisji Europejskiej REPowerEU do 2030 roku), była to wartość co najmniej elektryzująca. W tym samym czasie do poczytnych periodyków naukowych przebiły się również artykuły poświęcone – jak na razie jednemu eksploatowanemu – złożu naturalnego wodoru w Bourakebougou w Mali [Maiga i in., 2023, Hand, 2023]. Stało się więc jasne, że złoża naturalnego wodoru nie są ewenementem ani naukową sensacją, ale ich poszukiwanie i eksploatacja mają uzasadnione podstawy ekonomiczne.

Poszukiwania wodoru naturalnego zainicjowali w 2022 roku pracownicy ówczesnego Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, powierając państwowej służbie geologicznej problematykę występowania naturalnych akumulacji wodoru na terenie naszego kraju oraz ewentualnych zasobów i możliwości ich opłacalnego zagospodarowania. Potencjał ekonomiczny tego surowca został też dostrzeżony podczas nowelizacji ustawy z 9 czerwca 2011 roku „Prawo geologiczne i górnicze” [Ustawa, 2023], w której wodór został uznany za kopalinę objętą własnością górniczą, a przepisy regulujące zasady jego poszukiwania i wydobywania są takie same jak w przypadku węglowodorów [Wójcik i in., 2022a, 2022b, Brzeziński i in. 2024]. W konsekwencji, począwszy od 2025 roku, zespół geologów i geofizyków z Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego realizuje zadanie państwowej służby geologicznej pt. „Potencjał rozpoznania i zagospodarowania złóż wodoru naturalnego w Polsce”. Na podstawie danych o występowaniu wodoru w:

- 1) złożach ropy naftowej i gazu ziemnego (już teraz można stwierdzić, że wodór występuje jako domieszka sięgająca maksymalnie 10,4% wśród metanu, etanu, cięższych węglowodorów, azotu i często helu w co najmniej 152 spośród 324 złóż gazu ziemnego wymienionych w bilansie zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31.12.2023 roku),
- 2) otworach wiertniczych (wodór występuje zarówno jako gaz wolny, wypełniający pory i pustki skalne, jak i jako gaz rozpuszczony w wodach i solankach w wielu spośród ponad 20 000 głębokich otworów wiertniczych wykonanych na obszarze Polski),
- 3) gazach kopalnianych (w kopalniach węgla kamiennego, miedzi, cynku i ołowiu i soli),

zostaną wykreślone mapy zawartości wodoru w najważniejszych poziomach stratygraficznych. Są to warstwy kambru, dewonu, karbonu, permu – czerwonego spągowca, permu – cechsztyńskiego dolomitu głównego, paleozoiczno-mezozoicznej sukcesji podłoża Karpat, miocenu zapadliska przedkarpackiego i wybrane poziomy/formacje sukcesji fliszowej Karpat zewnętrznych. Oczywiście, konieczne będzie uwzględnienie różnorodności, a zwłaszcza nieporównywalności zebranych danych: zawartości wodoru pozyskanego podczas testów złożowych w postaci wolnego gazu będą znaczyć coś zupełnie innego niż zawartości wodoru rozpuszczonego w wodach/solankach, otrzymanego z degazacji płuczek czy desorpcji rdzeni wiertniczych. Nie bez znaczenia jest również fakt, iż charakterystyka całego profilu stratygraficznego pod względem zawartości wodoru nie będzie możliwa, ponieważ tylko niektóre jego fragmenty cieszyły się zainteresowa-

Strefy perspektywiczne dla występowania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów w Polsce, rozpoznawane pod względem obecności i zawartości wodoru naturalnego w ramach zadania państwowej służby geologicznej pt. „Potencjał rozpoznania i zagospodarowania złóż wodoru naturalnego w Polsce” [Wójcik, 2024 i literatura tam cytowana].



niem prospekcji złożowej: brak chociażby oznaczeń chemicznych w dużej części triasu, jury i kredy Niżu Polski.

Obecnie nie jest też znana geneza nagromadzeń wodoru w Polsce. Ponieważ został on jednak zauważony w różnych poziomach stratygraficznych i w różnych miejscach na obszarze naszego kraju, zapewne nagromadzenia te mają różną genezę, a sam wodór – odmienne źródła. Wśród procesów geologicznych, które potencjalnie są lub były odpowiedzialne za generowanie wodoru, należy rozważyć:

- 1) migrację z głębszych partii skorupy ziemskiej i płaszczą wzdłuż głębokich rozłamów,
- 2) serpentynizację skał ultramaficznych i maficznych,
- 3) radiolizę w skałach bogatych w pierwiastki promieniotwórcze,
- 4) hydrolizę w skałach bogatych w żelazo na drugim stopniu utlenienia,
- 5) wulkanizm, magmatyzm i procesy hydrotermalne, zachodzące zwłaszcza podczas orogenezy warwysyjskiej,
- 6) metamorfizm pokładów węgla,
- 7) rozkład materii organicznej.

Więcej o tych procesach oraz o miejscach, w których mogły one zachodzić, można znaleźć w wielu zagranicznych i polskich publikacjach [np. Wójcik, 2024].

Działania podjęte przez państwową służbę geologiczną będą pierwszą w Europie próbą kompleksowej charakterystyki perspektywiczności występowania wodoru naturalnego i jego potencjału ekonomicznego, wyznaczając standard w obrębie Unii Europejskiej i poza nią. Ponieważ problematyka geologii wodoru wzbudza coraz większe zainteresowanie środowisk naukowych i elektryzuje podmioty działające w branży surowców energetycznych, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy – razem z Akademią Górniczo-Hutniczą, Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk oraz ORLEN S.A. – podpisał w październiku 2024 roku porozumienie o współpracy w ramach Polskiej Inicjatywy na rzecz Wodoru Naturalnego Geohydrogen. Ma ona służyć podejmowaniu wspólnych wysiłków w celu rozpoznania złóż wodoru naturalnego w Polsce, rozstrzygnięcia genezy tych nagromadzeń oraz sposobów efektywnej eksploracji i eksploatacji. Inauguracją tych działań będzie wspólny projekt, przygotowywany w ramach Programu Ramowego Unii Europejskiej Horyzont Europa: *Towards exploration and evaluation of European natural hydrogen potential*.

Warto dostrzec szerszy kontekst działań podejmowanych przez środowiska naukowe i wspieranych przez sektor energii. Eksploatacja wodoru naturalnego może być znacznie (nawet ponadtrzykrotnie) tańsza niż jego produkcja elektrolityczna, której koszty oscylują obecnie w granicach kilkunastu euro za kilogram. A jak już pisaliśmy [Wójcik i in., 2024], każda nowoczesna gospodarka, zarówno stare, jak i wschodzące rynki Unii Europejskiej, potrzebują czystych źródeł energii, których wodór powoli staje się najważniejszym nośnikiem. Powszechna dostępność surowca niezbędnego do otrzymywania wodoru, czyli wody, jak również różnorodne sposoby jego produkcji sprawiają, że zaczyna on być postrzegany nie tylko jako alternatywne paliwo silnikowe, ale przede wszystkim jako magazyn energii – szczególnego rodzaju bateria, której naładowanie jest znacznie szybsze niż choćby konwencjonalnej baterii litowej. Wszak w obu przypadkach chodzi przecież o zgromadzenie energii elektrycznej w baterii/ogni-

wie paliwowym, aby były w stanie napędzić jakieś urządzenie, np. samochód. Trzeba też pamiętać, że geologia wodoru ma do odegrania jeszcze jedną rolę, która przekracza kwestie poszukiwania i zagospodarowywania jego potencjalnych złóż, a mianowicie – potrzebę jego wielkoskalowego magazynowania, zwłaszcza zaadaptowania różnorodnych struktur geologicznych podziemne magazyny wodoru, czy budowy takich magazynów w odpowiednich formacjach geologicznych, np. poprzez ługowanie kawern w pokładach solnych. I jeszcze problematykę ich późniejszej bezpiecznej eksploatacji.

Czy zatem zdołamy zbudować w Europie gospodarkę opartą na wodorze? Zmiana na stanowisku prezydenta Stanów Zjednoczonych pociąga za sobą zmiany uwarunkowań ekonomicznych, gospodarczych i politycznych w makroskali. Czy powrót do poszukiwań konwencjonalnych surowców energetycznych, jakimi są węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny, oraz krytyka idei zielonej transformacji i neutralnej dla środowiska gospodarki to tylko kadencyjny epizod w największej gospodarce świata? Nie sposób na razie zgadnąć. Jednak, jeśli nie teraz, to i tak w przyszłości będziemy musieli zmierzyć się z koniecznością opracowania technologii produkcji, pozyskiwania i magazynowania wodoru. Jest to bowiem najprostsze paliwo, które można wytwarzać także w kosmosie, a które umożliwi jego eksplorację znacznie dalej niż sięgają plany (i pieniądze) współczesnych nam marzycieli...

Krystian Wójcik, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Zakład Geologii Gospodarczej i Bilansowania Złóż
Marcin Łojek, Karolina Synowska, Państwowy Instytut Badawczy, Zakład Geofizyki

Bibliografia

- Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31.12.2023 roku*, redakcja: M. Szufficki, A. Malon, M. Tyimiński, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, 2024, Warszawa.
- D. Brzeziński, M. Czapigo-Czapla, A. Malo, M. Tyimiński, A. Wójcicki, K. Wójcik, 2024, *O złożach kopalin gazowych w Polsce z perspektywy Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego*, „Przegląd Gazowniczy”, 84 (4): s 19–21.
- E. Hand, 2023a, *Hidden Hydrogen. Does Earth hold vast stores of a renewable carbon-free fuel?* Science, 379 (6633): 630–636.
- O. Maiga, E. Deville, J. Lava, A. Prinzhofer, A. Diallo, 2023, *Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali*, Scientific Reports, 13 (11876): 1–13.
- J. Pironon, P. de Donato, 2023, *World's largest white hydrogen deposit found in France*. Energy Transition, 15.09.2023, <https://www.weforum.org/agenda/2023/09/white-hydrogen-deposit-france/>
- Ustawa z 16 czerwca 2023 roku o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw, Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej, 2023, poz. 2029.
- K. Wójcik, J. Zacharski, M. Łojek, S. Wróblewska, H. Kiersnowski, K. Waśkiewicz, A. Wójcicki, R. Laskowicz, K. Sobień, T. Peryt, A. Chylińska-Macios, J. Sienkiewicz, 2022a, *New Opportunities for Oil and Gas Exploration in Poland*, A Review, Energies, 15 (5): 1–25.
- K. Wójcik, J. Zacharski, M. Łojek, S. Wróblewska, H. Kiersnowski, K. Waśkiewicz, A. Wójcicki, R. Laskowicz, K. Sobień, T. Peryt, A. Chylińska-Macios, J. Sienkiewicz, 2022b, *Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce – szósta runda przetargowa*, „Przegląd Geologiczny”, 70 (5): 363–372.
- K. Wójcik, M. Łojek, M. Jasionowski, 2024, *PIG – PIB na warsztatach wodorowych w Niderlandach*. <https://www.pgi.gov.pl/aktualnosci/display/15795-pig-pib-na-warsztatach-wodorowych-w-niderlandach.html>
- K. Wójcik, 2024. *Wodór naturalny w Polsce*, „Przegląd Geologiczny”, 72 (11): 584–596.

Zastosowanie amoniaku w gospodarce paliwowej

– wstęp do analizy łańcucha *Power to Ammonia to Power*

Krystian Machaj, Piotr Ostrowski, Marek Skrzypkiewicz, Jakub Kupecki

W ostatnich pięciu dekadach nastąpiła transformacja przemysłu, której spektrum działań obejmuje coraz szersze sektory i podsektory gospodarki. Co więcej, od początku XXI wieku jednoznacznie widać, że dotyczy ona w równym stopniu transportu, przemysłu i energetyki. Motywacją zmian jest między innymi dążenie do redukcji wpływu człowieka na zmianę klimatu, rozwój niezależności energetycznej krajów i regionów, a także dbałość o efektywne wykorzystanie zasobów naturalnych.

Od lat 70. ubiegłego wieku wydano ponad pięćdziesiąt istotnych dokumentów o globalnym zasięgu, dotyczących polityki klimatycznej i sposobów ochrony środowiska [1]. Dokumenty te definiują i wytyczają również ścieżki rozwoju przemysłu, mające na celu ograniczenie negatywnego oddziaływania człowieka na ekosystem. Efekty realizacji tych ścieżek rozwoju obserwujemy jako społeczeństwo, z roku na rok, wykorzystując i wdrażając nowe technologie, wprowadzając modernizacje w przedsiębiorstwach czy aplikując o wsparcie inicjatyw dotyczących efektywności energetycznej i zaawansowanych technologii, sięgając po środki krajowe i zagraniczne.

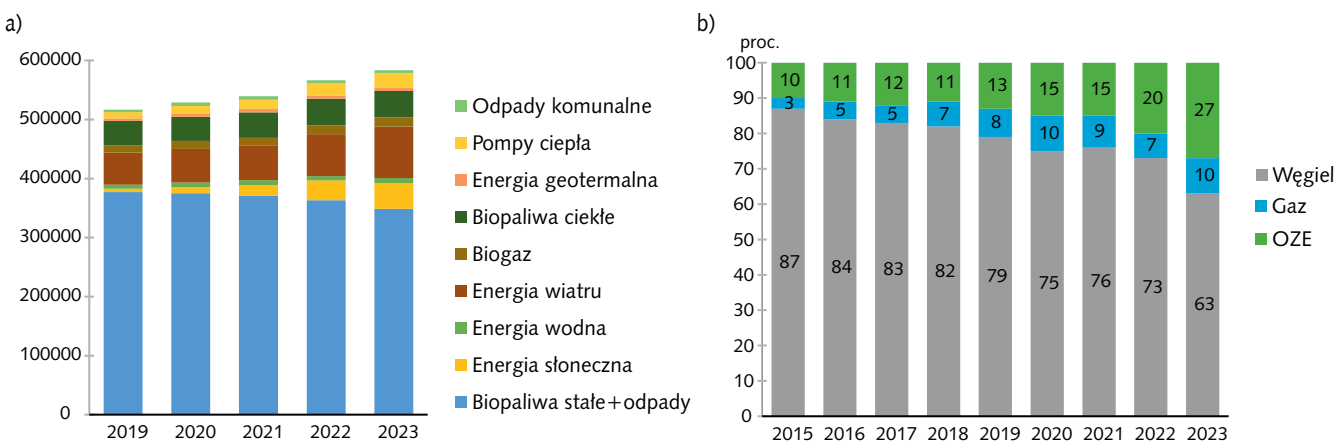
Rozwój motywowany polityką klimatyczną jest szczególnie zauważalny w sektorze energetycznym. W ostatnich latach nastąpił globalny, intensywny wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) [2]. Proces ten nie omija Polski. W polskim miksie OZE dominują biopaliwa stałe, jednak największy wzrost produkcji energii w okresie ostatnich lat obserwowany jest w obszarze energii wiatrowej i słonecznej (rysunek 1a). Z danych Głównego Urzędu Statystycznego wynika, że udział OZE w polskim miksie energetycznym

zwiększył się z 11% w 2018 roku do 20% w 2022 roku (rysunek 1b) [3]. Co więcej, w wybranych okresach 2024 roku produkcja energii z OZE stanowiła prawie połowę całości energii wytwarzanej w kraju.

Jednak równoległe ze wzrostem popularności OZE obserwujemy zwiększone zainteresowanie produkcją niskoemisyjnych paliw syntetycznych, zwanych też paliwami zdekarbonizowanymi, a zwłaszcza intensywny rozwój gospodarki wodorowej. Skąd taka inicjatywa? Wytwarzanie paliw syntetycznych może być efektywnym sposobem na zagospodarowanie nadwyżek energii w okresach wzmożonej generacji mocy przez niestabilne źródła odnawialne. Jednocześnie produkcja paliw redukuje zapotrzebowanie na energię elektryczną w sektorach, w których optymalne jest zastosowanie chemicznych nośników energii, np. w transporcie.

Co więcej, legislacja w zakresie redukcji emisji właśnie w sektorze transportowym napędza prace badawczo-rozwojowe mające na celu wprowadzenie paliw alternatywnych – naturalnie lub syntetycznie produkowanych chemicznych nośników energii. Co jest powodem takiego stanu rzeczy? Otóż, sektor transportowy jest jednym z głównych emiterów w Unii Europejskiej (UE). W 2022 roku trans-

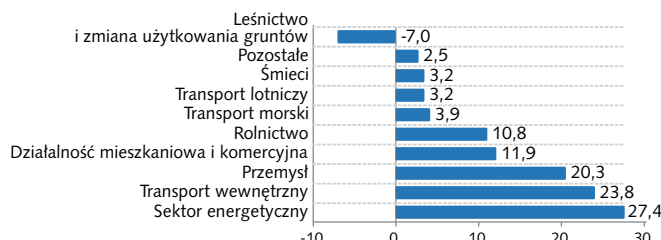
Rysunek 1. a) Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w latach 2019–2023, b) udział źródeł energii elektrycznej w polskim miksie energetycznym



Źródło: KSE, GUS [3,4].

port odpowiadał łącznie za około 31% całkowitej antropogenicznej emisji CO₂ (rysunek 2) [5]. Stanowi to obszar zarówno do potencjalnej istotnej redukcji emisji gazów cieplarnianych, jak i wdrożenia nowych technologii, co wraz z zastosowaniem niskoemisyjnych paliw syntetycznych otwiera ogromny rynek zbytu. A jednym z sektorów

Rysunek 2. Emisja CO₂ pochodzenia antropogenicznego w UE z podziałem na sektory



Źródło: Na podstawie [6].

transportu, w którym obecnie trwają intensywne prace modernizacyjne, uwzględniające zmianę stosowanych paliw, jest transport morski.

Emisja CO₂ w sektorze morskim obejmuje około 13% całkowitej emisji CO₂ związanej z transportem (około 3,9% całkowitej emisji CO₂ pochodzenia antropogenicznego w UE). W skali globalnej odpowiada on za przewóz około 90% dóbr konsumpcyjnych [7], a od 1974 roku ilość transportowanego drogą morską towaru wzrosła z 3,3 do 11 mln ton [8]. W styczniu 2023 roku całkowita flota światowa liczyła ponad 105 tysięcy statków towarowych o masie przekraczającej 100 ton. Tylko w 2022 roku odnotowano wzrost o 3,2% [9]. Zakładając średnią moc napędową tego typu jednostki na poziomie 10 MW, można mówić o około 1 TW mocy zainstalowanej na pokładach wszystkich statków transportowych. Idąc tym torem dedukcji, 3-procentowy wzrost liczby statków przekłada się na roczny przyrost 30 GW mocy – to niemal połowa całkowitej mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym (stan na 2023 rok) [10]. Tak duże zapotrzebowanie niesie za sobą optymistyczną perspektywę zagospodarowania części rynku, gdyby w Polsce dostępna była odpowiednia technologia.

Emisja oraz paliwa alternatywne w sektorze morskim

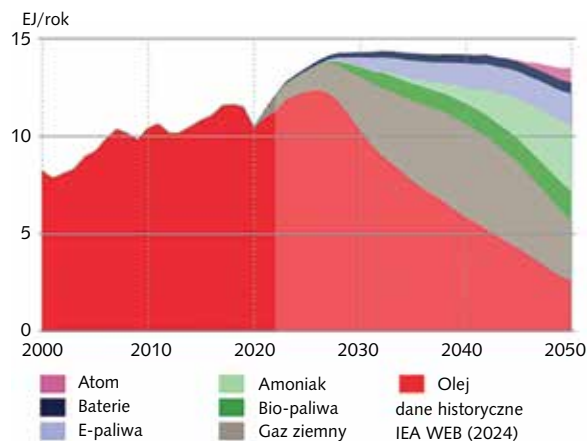
W IV raporcie IMO (*International Maritime Organization*) [5] określono, że emisja gazów cieplarnianych w sektorze morskim powinna zostać ograniczona o 40% do 2030 roku i o 70% do 2050 roku. Redukcja emisji obejmuje nie tylko restrykcje względem CO₂, ale także tlenków azotu i siarki oraz pyłu zawieszonego [6–8]. Ma to istotne znaczenie, ponieważ ponad 90% statków zasilanych jest paliwami, których zastosowanie wiąże się z wysoką emisją ww. substancji. Do 2050 roku przewiduje się ich całkowite wycofanie z produkcji [4, 5]. Istnieją wprawdzie alternatywy, jednak najpopularniejsza z nich, czyli LNG, jest zastosowana zaledwie w marginalnej części sektora transportowego. W 2022 roku zwodowanych było 350 statków zasilanych ciekłym gazem ziemnym, w 2024 roku 520, a zamówionych do produkcji jest jedynie 200 sztuk [16]. W odniesieniu do całkowitej floty transportowej przekłada się to na mniej niż 2% udziału pod względem liczby statków.

Wydaje się zatem, że tak powolny wzrost znaczenia jednostek zasilanych LNG, które wprawdzie redukują emisję CO₂, ale nie eliminują jej całkowicie, nie umożliwi osiągnięcia założonych celów. Otwiera się zatem przestrzeń dla konkurencyjnych paliw. Raporty norweskiego towarzystwa klasyfikacyjnego DNV – *Forecast to*

2050, wskazują, że obok LNG istotną alternatywą mogą być amoniak i metanol [15]. Z raportu z 2023 roku wynika, że aby spełnić wymogi IMO w 2050 roku, około 25% statków powinno być zasilanych gazem ziemnym, kolejnych 25% amoniakiem, a około 10% innymi paliwami syntetycznymi (rysunek 3) [17]. Wprowadzenie alternatywnych rozwiązań jest już zauważalne. Obecnie 40% budowanych statków zasilanych będzie w sposób niekonwencjonalny, z czego 8% metanolem [18]. Obserwujemy zatem sukcesywny, aczkolwiek powolny rozwój sektora morskiego. Pozostawia to pole do zagospodarowania części przemysłu opracowywanymi w Polsce technologiami, zwłaszcza w obszarze amoniaku. Polska jest przecież trzecim producentem zarówno amoniaku, jak i wodoru w UE, co świadczy o dużym doświadczeniu zgromadzonym w kraju, a najlepszym przykładem to potwierdzającym jest sprawne działanie jego polskich producentów z tradycjami – są to Anwil z grupy ORLEN oraz Grupa Azoty, będące czołowymi dostawcami amoniaku i nawozów sztucznych w Unii Europejskiej.

Główną zaletą amoniaku na tle pozostałych paliw jest brak węgla w jego strukturze – czyli, przy zastosowaniu odpowiednich technik produkcyjnych jego niskoemisyjność, a także ekonomicznie uzasadniona i dobrze opanowana technologia produkcji oraz magazynowania. Zalety te, a także potencjał amoniaku dostrzegł również przemysł. W 2019 roku przedsiębiorstwo C-Job, projektujące statki, otrzymało międzynarodową nagrodę za projekt jednostki w pełni pokrywającej zapotrzebowanie energetyczne pokładu dzięki zasilaniu amoniakiem. W Chinach budowany jest pierwszy statek zasilany amoniakiem, a w Unii Europejskiej próbę implementacji amoniaku na pokładzie.

Rysunek 3. Zużycie energii (EJ/rok) i przewidywany miks paliwowy do 2050 roku w transporcie morskim. Dane oszacowane przez DNV w odniesieniu do celów redukcji emisji stawianych przez IMO dla sektora transportu morskiego



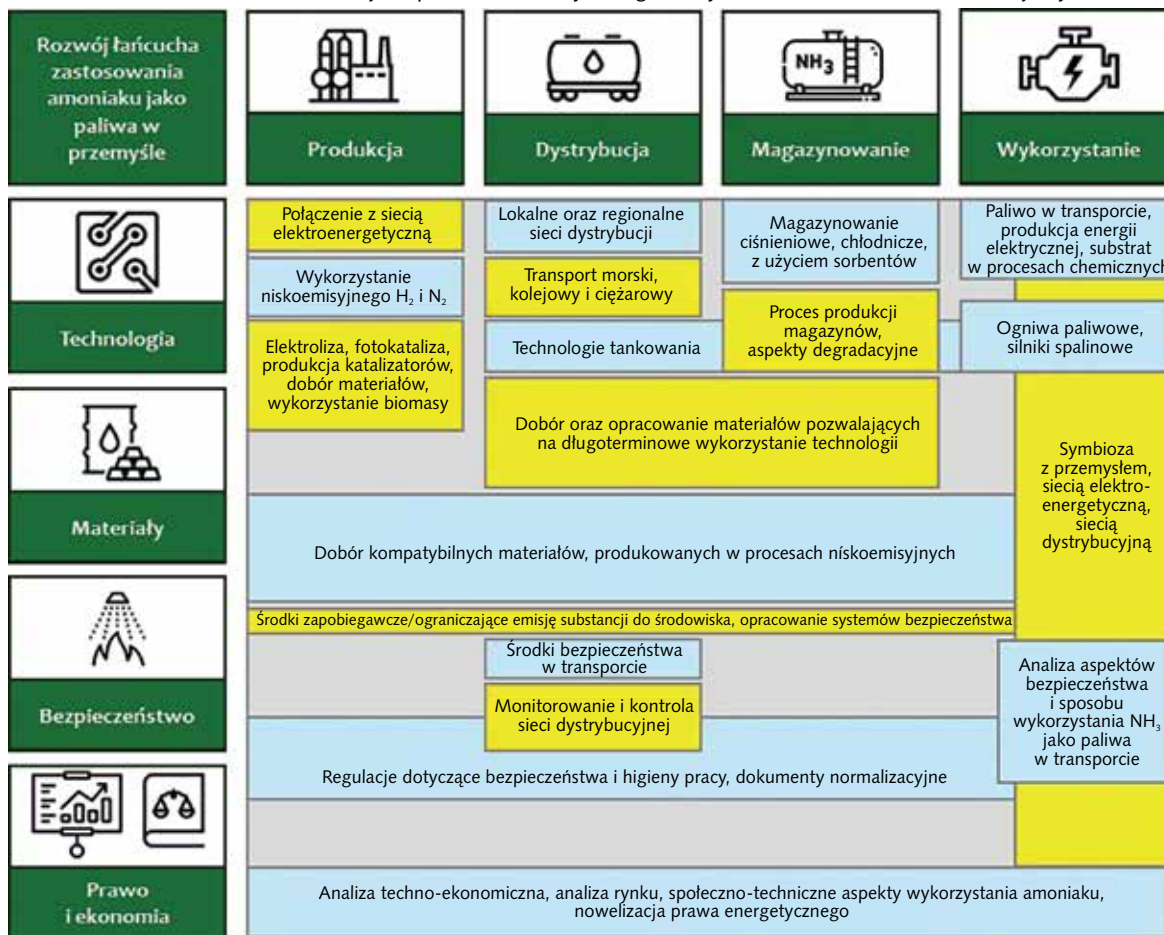
Źródło: Na podstawie [17].

dach istniejących statków realizuje się w projektach ShipFC [19], FuelSOME czy NH3CRAFT. Natomiast w październiku 2022 roku w Norwegii ogłoszono powstanie firmy Amon Offshore [20], już planującej produkcję statków zasilanych amoniakiem.

Wdrożenie amoniaku jako paliwa

Działania te wskazują na wysokie prawdopodobieństwo wdrożenia napędów zasilanych amoniakiem w transporcie. Jednak amoniak nie powinien być rozpatrywany jedynie jako potencjalne paliwo w sektorze morskim. Co więcej, udane wdrożenie na pokładach stat-

Rysunek 4. Łańcuch zastosowania amoniaku jako paliwa wraz z wyszczególnionymi obszarami badawczo-rozwojowymi



ków może otworzyć furtkę do jego implementacji w innych środkach transportu czy w rozwiązaniach stacjonarnych, a co za tym idzie – może zbliżyć gospodarkę do realizacji celów klimatycznych.

Zastosowanie niskoemisyjnego amoniaku będzie miało również duży wpływ na redukcję emisji w innych gałęziach przemysłu – chemicznego czy metalurgicznego. Z tego względu wymagane jest podejście systemowe i przyjrzenie się całemu łańcuchowi wykorzystania amoniaku w gospodarce oraz odpowiednie połączenie go z gospodarką wodorową, nie tylko z perspektywy technologicznej, ale też prawnej czy ekonomicznej.

Podsumowując, można stwierdzić, że dalszy rozwój przemysłu amoniakalnego wiąże się z problemami technologicznymi, materiałowymi, prawnymi i bezpieczeństwa pracy na poziomie produkcji, dystrybucji, magazynowania i wykorzystania (rysunek 4). Seria artykułów z udziałem ekspertów z czołowych polskich jednostek badawczych, która ukaże się w „Przeglądzie Gazowniczym” ma za zadanie przybliżyć te kwestie.

Dr inż. Krystian Machaj, mgr inż. Piotr Ostrowski, dr inż. Marek Skrzyplikiewicz, prof. dr hab. inż. Jakub Kupecki, Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Bibliografia

- [1] K. Machaj, J. Kupecki, Z. Malecha, A. W. Morawski, M. Skrzyplikiewicz, M. Standlik et al., *Ammonia as a potential marine fuel: A review. Energy Strategy Reviews* 2022;44. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100926>.
- [2] IRENA. RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2020 2020;ISBN 978-9.
- [3] GUS, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2022 r.*, Warszawa, Rzeszów, 2023.
- [4] Raport 2023 KSE 2023.

- [5] IMO MEPC, *Fourth IMO Greenhouse Gas Study*, 2021.
- [6] *European Parliament. Greenhouse gas emissions by country and sector (infographic)*. n.d.
- [7] UNCTAD, *Review of Maritime Transport 2021*, 2021.
- [8] Z. Wan, M. Zhu, S. Chen, D. Sperling, *Pollution: Three steps to a green shipping industry. Nature* 2016;530:275–7. <https://doi.org/10.1038/530275a>.
- [9] *United Nations. Review of maritime transport 2023*, 2023.
- [10] Redakcja GLOBEnergia, *Produkcja energii elektrycznej w Polsce – mamy nowe statystyki*, <https://GlobenergiaPl/Produkcja-Energii-Elektrycznej-w-Polsce-Mamy-Nowe-Statystyki/> 2023.
- [11] S. Horvath, M. Fasihi, C. Breyer, *Techno-economic analysis of a decarbonized shipping sector: Technology suggestions for a fleet in 2030 and 2040. Energy Convers Manag* 2018;164:230–41. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.098>.
- [12] P. Balcombe, J. Brierley, C. Lewis, L. Skatvedt, J. Speirs, A. Hawkes et al., *How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies. Energy Convers Manag* 2019;182:72–88. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.080>.
- [13] T. W. P. Smith, J. P. Jalkanen, B. A. Anderson, J. J. Corbett, J. Faber, S. Hanayama et al., *Third IMO Greenhouse Gas Study 2014*. 2014.
- [14] *Hydrogen Europe. Ammonia as a Fuel for Shipping: Challenges and Opportunities*, Part 1 2020.
- [15] DNV GL. *Maritime Forecast To 2050. Energy Transition Outlook 2019* 2021:118.
- [16] M. Gildea, *ANALYSIS: LNG-fueled vessel deliveries strong while supply crunch concerns loom*, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/En/Market-Insights/Latest-News/Lng/041024-Analysis-Lng-Fueled-Vessel-Deliveries-Strong-While-Supply-Crunch-Concerns-Loom> 2024.
- [17] Remi Eriksen, *Energy Transition Outlook 2023: A global and regional forecast to 2050*, Dnv 2023:1–210.
- [18] DNV, *Energy Transition Outlook 2023 – Maritime Forecast to 2050*. 2023.
- [19] European Commission, *ShipFC Piloting Multi MW Ammonia Ship Fuel Cells*, 2020.
- [20] *Launch of amon offshore: carbon free supply ships approved by class and flag*, Bræin, Karl Arthur, <https://www.amonmaritime.com/offshore/launch-of-amon-offshore-carbon-free-supply-ships-approved-by-class-and-flag/> 2022.

Wielki powrót gazu

Michał Niewiadomski

Zmieniająca się architektura miksu energetycznego w Polsce z coraz większym udziałem zależnych od pogody źródeł odnawialnych i malejącą rolą węgla każą zastanowić się, w jaki sposób budować stabilną podstawę systemu. W nowej energetycznej rzeczywistości najbardziej elastycznym źródłem, dostępnym i przewidywalnym, jest gaz. Błękitne paliwo wraca do łask po latach kryzysu energetycznego, kiedy przepowiadano koniec tego surowca jako paliwa transformacji.

Do lamusa trzeba włożyć twierdzenie, że węgiel jest i nadal będzie podstawą systemu, który działa niezmiennie przez 8765 godzin w roku. Zgodnie z zasadą *merit order* uruchamianie kolejnych elektrowni oparte jest na cenie, od najniższej do najwyższej, czyli energia z OZE ma pierwszeństwo w systemie. W okresach od wiosny do jesieni mamy już tyle wyprodukowanej energii w systemie, że nie wiemy co z nią robić. Operatorzy ograniczają produkcję energii nie tylko z farm fotowoltaicznych, ale i z wiatru. Produkcja energii z węgla spada wtedy do minimum. Gdy i to nie pomaga, zaczyna się odcinanie farm pv na średnim napięciu.

Z wyliczeń Forum Energii wynika, że we wrześniu 2024 roku w sumie ograniczono generację 59,2 GWh energii elektrycznej, z czego 39,7 GWh przypadło na elektrownie fotowoltaiczne, a 19,5 GWh na farmy wiatrowe. To o 75 proc. mniej niż w rekordowym pod względem wyłączeń maju 2024 roku, ale o 25 proc. więcej niż w sierpniu ubiegłego roku., kiedy z powodu rozpoczęcia redysponowania przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne do sieci nie trafiło około 47,5 GWh energii – wyliczają analitycy *think tank*.

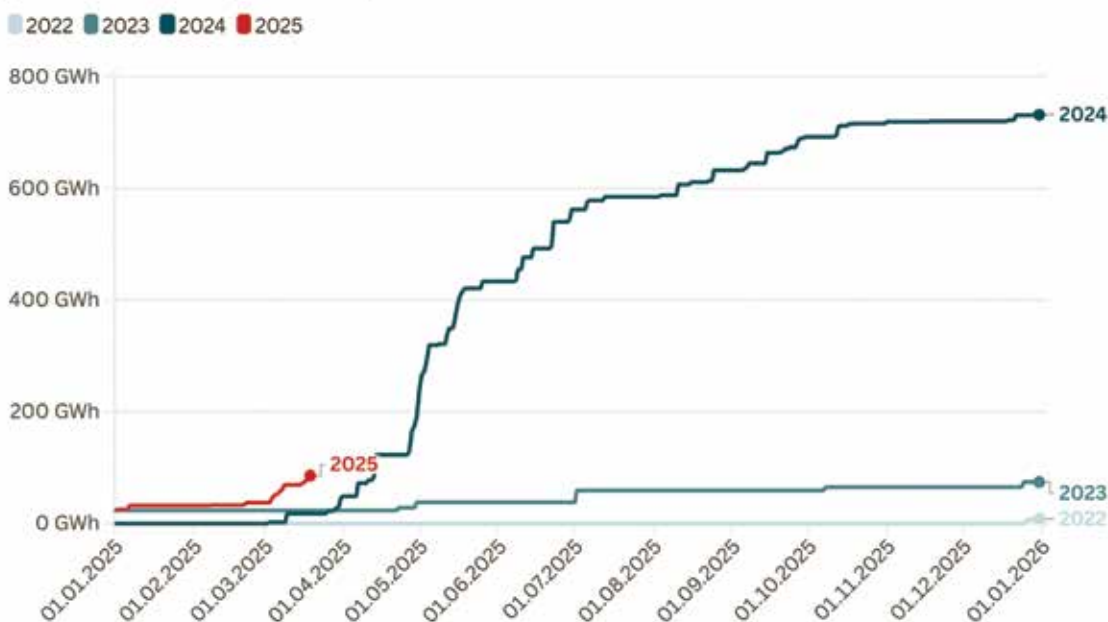
W okresie od wiosny do jesieni – gdy dzień się kończy, następcznie się zmniejsza, a zapotrzebowanie na energię jest na wysokim poziomie – potrzebujemy elastycznego źródła do bi-

lansowania systemu. Dzięki reformie rynku bilansującego z ubiegłego roku w godzinach popołudniowo-wieczornych, gdy spada produkcja prądu głównie z instalacji pv, cena na rynku gwałtownie rośnie. System się wtedy bilansuje, a ci, którzy dostarczają do systemu moc, zgarną wówczas premię finansową. To jest miejsce dla magazynów energii, ale i tak elastycznych źródeł jak gaz. I wcale nie muszą to być duże jednostki wytwórcze, jak te oddane do użytku w Dolnej Odrze jesienią 2024 roku, gdzie pracują dwa bloki o mocy 683 MW. Mniejsze bloki gazowe potrzebne będą do bilansowania systemu, a także podtrzymywania pracy systemu w okresach *dunkelflaute* – gdy nie wieje wiatr i nie świeci słońce.

Mniej węgla, coraz więcej gazu

Udział węgla w miksie energetycznym kraju w 2024 roku spadł do niespełna 63 proc. Spadek ten (o 5,6 proc., do 105 TWh) był jednak mniej dynamiczny niż odnotowany rok wcześniej. W 2023 roku produkcja węglowa rok do roku zmniejszyła się aż o 17,5 proc. To efekt ograniczonej elastyczności starych bloków węglowych, które coraz częściej pracują blisko minimalnych poziomów technicznych przez większą część roku, a nie tylko w poszczególne wietrzne i słoneczne dni.

Rysunek 1. Skumulowane nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Spadek dotknął głównie elektrownie na węgiel kamienny, które w 2024 roku wyprodukowały o 10 proc. mniej energii. Zrekompensowało to częściowo zwiększone wytwarzanie z węgla brunatnego – takiej energii wytworzono o 3,7 proc. więcej niż rok wcześniej. Niemniej jednak wciąż utrzymuje się trend spadkowy związany z dekarbonizacją.

OZE wzmocniły swoją pozycję, osiągając 27-procentowy udział w krajowej produkcji energii. W 2024 roku z odnawialnych źródeł wyprodukowano 45,3 TWh zielonej energii, czyli aż o 17 proc. więcej niż rok wcześniej. Szczególnie dynamicznie rosła generacja z farm fotowoltaicznych (o 30 proc., do 17,3 TWh) oraz elektrowni wiatrowych (o 13 proc., do 24,9 TWh). Mimo to dynamika wzrostu produkcji z OZE spowolniła w porównaniu z 2023 rokiem, w którym produkcja energii ze słońca zwiększyła się o 42 proc., a z wiatru o 20 proc.

Głównym hamulcem dalszego rozwoju OZE była ograniczona dostępność mocy przyłączeniowych w sieciach niskiego i średniego napięcia. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej nadal obowiązują przepisy ograniczające jej rozwój – minimalna odległość umiejscowienia turbiny od zabudowań wynosi 700 metrów.

Jednocześnie rosnąca rola OZE i gazu w sieci poprawiała konkurencyjność krajowej produkcji energii. Świadczy o tym chociażby zmniejszenie deficytu w wymianie międzysystemowej. Mimo że Polska pozostała importerską netto, to ilość energii importowanej zmniejszyła się z 3,9 TWh w 2023 roku do 2 TWh w 2024 roku.

Równocześnie dynamicznie rosła rola gazu – takie elektrownie wyprodukowały 16,8 TWh, czyli aż o 23 proc. więcej niż rok wcześniej. Przełożyło się to na 10-procentowy udział w krajowym miksie energetycznym wobec 8,2 proc. w 2023 roku. Łączna moc elektrowni gazowych wzrosła z 4 do 5,63 GW. O 2 proc. zwiększył się ich łączny czas pracy, który wyniósł 3,89 tys. godzin. Jeszcze w 2022 roku było to zaledwie 2,5 tys. godzin.

Kryzys energetyczny: odwrót od węglowodorów?

Za czasów rządów Zjednoczonej Prawicy, gdy ministrem klimatu i środowiska był Michał Kurtyka, lansowano gaz jako paliwo pomostowe między węglem a czasem kiedy to atom będzie stanowił podstawę systemu, wraz z dużym udziałem energii z OZE. Gdy w następstwie działań Gazpromu w Europie ceny gazu poszybowały w górę, zapadł do inwestowania w to paliwo wyraźny osłabł. Warto prześledzić sekwencję tych wydarzeń.

Późnym latem 2021 roku Gazprom zaczął ograniczać dostawy gazu do Europy, tłumacząc to problemami technicznymi. W Berlinie zaczęto się obawiać, że do zimy nie zostaną zapełnione magazyny gazu i w razie mrozów mieszkańcy miast pozostaną bez ogrzewania. Sytuacja Niemiec była szczególnie niebezpieczna, bo kraj ten nie posiadał wówczas ani jednego terminalu LNG i cały gaz docierał do tego kraju rurociągami zarówno z Rosji, Belgii i Holandii, jak i od strony północnej oraz północno-zachodniej z Norwegii. W Emden na północno-zachodnim skraju Niemiec znajduje się hub z norweskim gazem. Doświadczenia tamtej jesieni skierowały rząd w Berlinie w kierunku LNG. W kilkanaście miesięcy Niemcy zbudowali trzy terminale regazyfikacyjne LNG, a w grudniu 2023 roku podpisali umowę z Norwegami na dodatkowe dostawy gazu.

Obawy związane z widmem pustych magazynów gazu zaczęły pojawiać się w innych stolicach, od razu powodując wzrost cen surowca notowanego na holenderskiej giełdzie TTF. W grudniu

2021 roku cena gazu wzrosła do prawie 200 euro za megawatogodzinę, podczas gdy w analogicznym okresie 2020 oscylowała wokół 30 euro.

Gdy wykres ceny gazu zaczął przypominać świecę, wiele krajów, w których błękitne paliwo wykorzystywane jest w energetyce zawodowej i ciepłownictwie, zaczęło szukać alternatyw. Jeśli tylko pozwalały na to warunki techniczne, zaczęto przywracać do pracy stare bloki węglowe lub zwiększać wykorzystanie jeszcze pracujących. W efekcie ceny węgla poszybowały w górę.

Tutaj na rekordowe ceny nie trzeba było długo czekać. 24 lutego 2022 roku Rosja zaatakowała Ukrainę. W następstwie wojny rynki się zatrzęsły, cena ropy Brent, wydobywanej na Morzu Północnym i tradycyjnie kilka dolarów droższa od surowca z USA, w kwietniu 2022 roku wzrosła do 107 dolarów za baryłkę. Europa zaczęła obserwować efekt domina. Drożące surowce energetyczne podniosły zarówno ceny energii elektrycznej, jak i ciepłej oraz paliw.

Decyzja rosyjskiego Gazpromu, aby ograniczyć dostawy gazu latem 2021 roku powtórzyła się w kolejnym roku. 15 czerwca 2022 roku monopolista gazowy ograniczył przesył gazu dwiema nitkami Nord Stream I do 40 proc., tłumacząc to awarią sprężarki, której wymiana nie jest możliwa ze względu na sankcje wprowadzone przez Zachód po rozpoczęciu przez Rosję wojny w Ukrainie. Równoległe Gazprom poinformował o „postoiu remontowym” na gazociągu Turkish Stream w okresie 21–27 czerwca. To zaczęło napędzać kolejne wzrosty cen. Wykresy cen gazu i węgla znów zaczęły przypominać świecę. Na giełdzie TTF cena gazu w 2022 roku osiągnęła rekordowy poziom 350 euro za megawatogodzinę. 26 września tego roku szwedzkie stacje pomiarowe odnotowały dwa podwodne wybuchy na Bałtyku. W ich wyniku doszło do wycieku gazu z dwóch rurociągów Nord Stream I, odnotowano też dwa wycieki na Nord Stream II.

Paliwo transformacji?

Polska – jeżeli chodzi o podaż gazu na rynek – przeszła ten kryzys „suchą stopą”. Gdy 26 kwietnia 2022 roku Gazprom przerwał dostawy gazu do Polski, informacja nie wzbudziła paniki. Polska przygotowywała się na taką ewentualność od kilku lat. Zbyt dobrze w Warszawie pamiętano negocjacje z rosyjskim rządem oraz Gazpromem w latach 2009–2010. Wówczas Polska, nie mając zbyt wiele możliwości, aby dywersyfikować kierunki, dostawy i dostawców gazu, zgodziła się na warunki importu, które na rękę były Rosjanom. W grudniu 2015 roku przyplłynął do nowo oddanego terminalu LNG w Świnoujściu, o przepustowości 5 mld m sześć rocznie, pierwszy statek ze skroplonym gazem. W naszym porcie zaczęto regazyfikować gaz, czyli przywracać stan lotny ze stanu skroplonego, a następnie ten surowiec włączano w sieć gazociągów. Polska nie tylko wybudowała do tego czasu terminal w Świnoujściu, ale i rozbudowała sieć gazociągów przesyłowych wraz z tłoczniami, aby umożliwić rozprowadzenie surowca po kraju. 1 stycznia 2025 roku zdolności regazyfikacyjne terminalu LNG w Świnoujściu wzrosły do 8,3 mld m sześć rocznie. Stało się to możliwe po wybudowaniu drugiego nabrzeża, dzięki czemu równoległe może być rozładowywanych więcej statków, a także do budowy trzeciego zbiornika.

Drugim czynnikiem, który wpłynął na spokój w kwietniu 2022 roku była budowa gazociągu *Baltic Pipe*, którego celem

było dostarczenie do Polski gazu z szelfu norweskiego. Gdy 1 października 2022 roku rano o 6.10 rozpoczęło się tłoczenie surowca bałtycką rurą do Polski o maksymalnej przepustowości 10 mld m sześć. rocznie, odetchnęliśmy z ulgą, że udała się wielka inwestycja, zapewniająca krajowi bezpieczeństwo gazowe. 31 grudnia 2022 roku kończyła się umowa pomiędzy PGNiG SA a spółką Gazprom-Export na dostawy gazu do Polski. Wiadomo było, że do tego czasu *Baltic Pipe* musi zostać uruchomiony. To, że Rosjanie przerwali dostawy osiem miesięcy wcześniej, nie było już dla nas wielkim zaskoczeniem. Nie tylko z uwagi na to, że takie nieprzewidziane działania już się zdarzały, ale również dlatego że inwestycje służące dywersyfikacji źródeł były już w pełni zrealizowane albo były na ukończeniu.

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem Polski na błękitne paliwo, GAZ-SYSTEM zdecydował też o budowie kolejnego terminalu LNG. Tym razem miejscem jego lokalizacji będzie Zatoka Gdańska, gdzie na przełomie 2027 i 2028 roku planowane jest uruchomienie jednostki FSRU o przepustowości 6,1 mld m sześć. rocznie.

Jak bilansować system z coraz większym przyrostem OZE?

Gdy sytuacja na rynku gazu się uspokoiła, Gazprom stopniowo tracił kolejnych odbiorców surowca w UE, a kraje Wspólnoty znalazły nowych, stabilnych dostawców, zaczęto myśleć o inwestycjach gazowych nad Wisłą. Nałożyło się na to kilka czynników. Po pierwsze – wspomniany problem z bilansowaniem systemu z dynamicznie przyrastającymi mocami OZE. Po drugie – Polskie Sieci Elektroenergetyczne od lat ostrzegają przed tzw. luką generacyjną, która grozi polskiej energetyce. Wynika to z planowanych wyłączeń bloków węglowych i niewielkiej liczby nowych bloków wytwórczych w energetyce zawodowej. Stare bloki, o mocy 200 MW, starzeją się i coraz częściej trzeba je poddawać remontom. Elektrownia jądrowa, do której budowy Polska zabiera się po raz kolejny w ostatnich dziesięcioleciach, ma zostać oddana do użytku najwcześniej w drugiej połowie przyszłej dekady. Jednak z uwagi na opóźnienia w harmonogramach budów takich obiektów w Europie, należy spodziewać się raczej początków lat 40. obecnego stulecia. Ponadto, jedna siłownia o mocy 3,6 GW nie rozwiąże problemów elektroenergetyki, biorąc pod uwagę,

że do tego czasu wypadnie z systemu na przykład elektrownia w Bełchatowie, o mocy ponad 4 GW.

Według opublikowanego przez PSE zaktualizowanego wykazu obiektów planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej mamy następujące lokalizacje: blok gazowy w Ostrołęce o mocy 782 MW, dwie elektrownie gazowe w Adamowie, warunki przyłączenia na 164 MW i 600 MW, elektrownia gazowa w Grudziądzu o mocy 874 MW, elektrownia gazowa w Gdańsku o mocy 456 MW, elektrownia gazowa w Koźenicach o mocy 2420 MW, elektrownia gazowa w Rybniku o mocy 1 GW, elektrownia gazowa w Skawinie o mocy 300 MW, na co składa się 270 MW bloku gazowo-parowego i trzy bloki gazowe o mocy po 10 MW, elektrownia gazowa w Łagiszy – kogeneracyjny blok gazowy o mocy 120 MWe i 140 MWt, jednostka gazowa w Ostrołęce o mocy 23,46 MW.

W wykazie nowych wniosków o wydanie warunków przyłączenia znalazło się 13 inwestycji gazowych o łącznej mocy około 4,8 GW: trzy jednostki o mocy po 200 MW w miejscowości Byczyna (koło węglowej Elektrowni Jaworzno), dwa bloki o mocy po 200 MW w Kopaninie, jednostka gazowa o mocy 1 GW w Wielopolu nieopodal Rybnika, jednostka gazowa o mocy 1,3 GW w Ostrowie Wielkopolskim, blok o mocy 660 MW w Krajniku, blok o mocy 200 MW koło Jarosławia, blok o mocy 200 MW w Pelplinie, blok o mocy 200 MW między Dąbrową Górniczą a Zawierciem, blok 100 MW w lubuskim Żaganii, blok o mocy 100 MW w Nysie/Wrzoskach.

Powrót do gazu jako paliwa dla elektroenergetyki – z jednej strony – może przyspieszyć odwrót od wysokoemisyjnego węgla, do którego rokrocznie dopłacamy miliardy złotych, a z drugiej strony – dać możliwość rozwoju zeroemisyjnym źródłom, które nie tylko spełnią cele unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, ale obniżą też ceny energii w Polsce. Warto jednak zastanowić się, czy nowe obiekty nie powinny być *hydrogen ready*, tak aby po osiągnięciu rentowności przez projekty wodorowe jednostki mogły pracować w systemie przez kolejne lata. Wysyp projektów gazowych pokazuje, że spółki energetyczne, tracące stopniowo aktywa węglowe, chcą nadal posiadać stabilne moce wytwórcze, zapewniające nie tylko dodatkowe przychody, ale i wzmacniające bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Michał Niewiadomski, prezes Klubu Energetycznego

Rysunek 2. Prognozy rozwoju jednostek sterowalnych w KSE



Źródło: PSE.



Dobrowolne systemy certyfikacji wodoru RFNBO

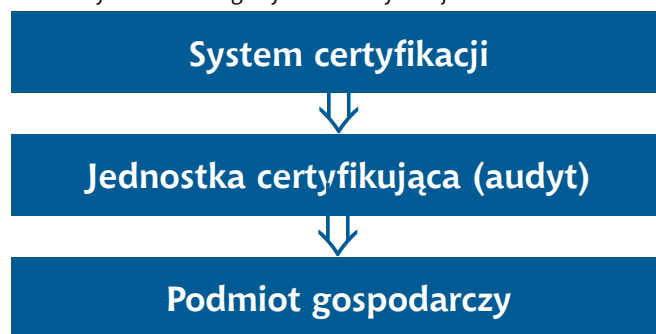
Agnieszka Górka

Pod koniec grudnia 2024 roku Komisja Europejska wydała pierwsze decyzje wykonawcze, zatwierdzające trzy dobrowolne systemy certyfikacji (CertifHy, ISCC EU, REDcert-EU) dla paliw pochodzenia niebiologicznego, tzw. RFNBO (ang. *renewable fuels of non-biological origin*). Znanym przykładem takiego paliwa jest wodór uzyskiwany z odnawialnej energii elektrycznej pochodzenia niebiologicznego w procesie elektrolizy. Celem dobrowolnych systemów certyfikacji jest potwierdzenie spełnienia przez wodór RFNBO m.in. kryteriów zrównoważonego rozwoju, określonych w dyrektywie RED II¹.

Dobrowolny system certyfikacji w świetle rozporządzenia wykonawczego Komisji UE 2022/996 został zdefiniowany jako organizacja, która poświadcza zgodność podmiotów gospodarczych z kryteriami i zasadami uregulowanymi przez prawo unijne, jakie muszą być spełnione na odpowiednich etapach cyklu życia materiału lub paliwa². Zadaniem systemu certyfikacji jest zdefiniowanie, w jaki sposób przedsiębiorca powinien dokumentować wymagania z unijnych aktów prawnych oraz sposób ich weryfikacji w momencie przeprowadzanego audytu. Dobrowolne systemy ustanawiają również systemy wewnętrznego monitoringu, służące weryfikacji zgodności podmiotów gospodarczych z zasadami i procedurami stosowanymi w danym systemie oraz zapewniają wysoką jakość pracy wykonywanej przez audytorów jednostek certyfikujących. Komisja Europejska zatwierdza każdy dobrowolny system certyfikacji, aby zharmonizować zasady ich działania.

Identyfikowalność spełnienia kryteriów osiąga się poprzez zastosowanie odpowiedniej metody łańcucha dostaw, a także odpowiedniej dokumentacji. Podmiotami objętymi procesem certyfikacji są wszystkie podmioty gospodarcze, mające do czynienia ze zrównoważonym materiałem (np. produkują lub generują, przetwarzają, przechowują lub handlują). Podmiot gospodarczy może sprzedawać produkty na rynku jako zrównoważone tylko wtedy, gdy posiada aktywny certyfikat. Jest on wydawany przez niezależne, akredytowane jednostki certyfikujące, które zawarły umowę z dobrowolnym systemem certyfikacji, aby świadczyć usługi certyfikacji surowców lub paliw. Wydanie certyfikatu poprzedzone jest audytem, w trakcie którego oceniane są dowody spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju przez podmiot gospodarczy podlegający certyfikacji. Na stronach internetowych każdego z dobrowolnych systemów certyfikacji publikowane są najbardziej aktualne wersje dokumentacji dotyczącej systemu oraz wytyczne w zakresie audytów. Ustanawiają m.in. szczegółową procedurę określającą sposób planowania i przeprowadzania audytów oraz przygotowywania sprawozdań z audytu. Podczas audytu sprawdzana jest dokumentacja udowadniająca, że produkt spełnia kryteria zrównoważonego rozwoju, ale mogą zostać wykryte niezgodności, które klasyfikuje się jako rażące, poważne lub drobne. Jednostki certyfikujące i audytorzy przeprowadzający audyt powinni charakteryzować się wysokim profesjonalizmem, odpowiednią wiedzą i kompetencją.

Podmioty dobrowolnego systemu certyfikacji



Certyfikacja wodoru RFNBO

Dokumenty każdego z nowo przyjętych dobrowolnych systemów certyfikacji wodoru RFNBO (CertifHy, ISCC EU, REDcert-EU) określają ogólne zasady dotyczące podstawowych procesów audytu i certyfikacji, procedur zarządzania ryzykiem, a także wymagań dotyczących identyfikowalności i łańcucha dostaw oraz obliczania i weryfikacji emisji gazów cieplarnianych (GHG). W przypadku certyfikacji wodoru RFNBO kluczowe jest rozporządzenie delegowane Komisji UE³, które definiuje wymagania, które muszą być spełnione, aby wodór mógł być uznany za paliwo RFNBO. Wyróżniono cztery kryteria, jakie muszą zostać spełnione: korelacja czasowa, odnawialność; dodatkowość i korelacja geograficzna.

W warunku odnawialności wyróżnia się pięć scenariuszy pozyskiwania odnawialnej energii elektrycznej do produkcji wodoru RFNBO. W tym można wyróżnić pięć scenariuszy otrzymywania energii elektrycznej z sieci lub za jej pośrednictwem.

1. Energia elektryczna może być dostarczana z bezpośrednio podłączonej instalacji (tzw. linia bezpośrednia). Instalacja wytwarzająca odnawialną energię elektryczną musi zostać uruchomiona nie wcześniej niż 36 miesięcy przed instalacją produkującą wodór RFNBO. Podczas audytu audytorzy muszą sprawdzić istnienie bezpośredniego połączenia między instalacją wytwarzającą odnawialną energię elektryczną a instalacją produkującą wodór RFNBO. Wytwórca za pomocą odpowiedniej dokumentacji (np. dokumentu wskazującego datę uruchomienia) musi wykazać, że instalacja wytwarzająca odnawialną energię elektryczną została uruchomiona nie wcześniej niż 36 miesięcy przed instalacją produkującą RFNBO.

2. Producent RFNBO może zaliczyć energię elektryczną pobraną z sieci jako w pełni odnawialną, jeżeli instalacja produkująca wodór RFNBO znajduje się na obszarze rynkowym, na którym średni udział odnawialnej energii elektrycznej przekroczył 90 proc. w poprzednim roku kalendarzowym, a produkcja wodoru RFNBO nie przekracza maksymalnej liczby godzin, ustalonej w stosunku do udziału odnawialnej energii elektrycznej na obszarze rynkowym. Średni udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych określa się, dzieląc końcowe zużycie energii elektrycznej brutto ze źródeł odnawialnych w obszarze rynkowym przez produkcję energii elektrycznej brutto ze wszystkich źródeł energii. Gdy średni udział odnawialnej energii elektrycznej przekroczy 90 proc. w danym roku kalendarzowym, przez kolejne pięć lat kalendarzowych nadal uznaje się go za wyższy niż 90 proc.
3. Możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci o intensywności emisji niższej niż 18 g CO₂eq/MJ zaistnieje, jeżeli producenci wodoru RFNBO zawarli bezpośrednio lub przez pośredników jedną lub więcej umów zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (PPA) z podmiotami gospodarczymi wytwarzającymi energię elektryczną ze źródeł odnawialnych oraz w momencie spełnienia warunków dotyczących korelacji czasowej i geograficznej. Intensywność emisji energii elektrycznej określa się zgodnie z podejściem do obliczania średniej intensywności emisji dwutlenku węgla dla energii elektrycznej sieciowej w metodologii określania oszczędności gazów cieplarnianych.
4. Energia elektryczna pobrana z sieci, wykorzystywana do produkcji wodoru RFNBO, może być również zaliczona jako w pełni odnawialna, jeżeli energia elektryczna używana jest w okresie rozliczania niezbilansowania, w którym producent paliwa może wykazać, na podstawie dowodów operatora systemu przesyłowego, że instalacje wytwarzające energię elektryczną z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii podlegały redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy zgodnie z art. 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz że energia elektryczna zużyta przy produkcji wodoru RFNBO zmniejszyła zapotrzebowanie na redysponowanie.
5. Energia pobrana z sieci (w sytuacji, gdy nie spełnia warunków przedstawionych w punktach 2–4) może zostać uznana za odnawialną, jeżeli spełnia kryterium dodatkowości, korelacji geograficznej i czasowej.

Kryterium korelacji czasowej odnosi się do synchronizacji między wytwarzaniem energii elektrycznej, która jest deklarowana jako w pełni odnawialna, a jej wykorzystaniem do produkcji wodoru RFNBO. W przypadku energii elektrycznej dostarczanej za pomocą bezpośredniego połączenia, w przypadku energii elektrycznej pobieranej z sieci o udziale energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przekraczającym 90 proc. oraz w przypadku energii elektrycznej pobieranej z sieci, korelacja czasowa jest uważana za spełnioną. W pozostałych przypadkach muszą zostać spełnione dodatkowe wymagania.

Kryterium dodatkowości odnosi się do relacji między wytwarzaniem wodoru RFNBO a produkcją energii elektrycznej. Wodór RFNBO musi być produktem wytwarzanym z nadwyżki energii elektrycznej, ponieważ w innym przypadku powstałoby dodatkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. W tej sytuacji wystąpiłoby zagrożenie w postaci zwiększenia produkcji energii

elektrycznej z paliw kopalnych, a tym samym zwiększenie emisji gazów cieplarnianych.

Kryterium korelacji geograficznej mówi o tym, że elektrolizer musi znajdować się w tej samej strefie przetargowej co produkowana energia odnawialna. Zasada ta uznana jest za spełnioną w przypadku energii elektrycznej dostarczanej za pomocą bezpośredniego połączenia energii elektrycznej pobieranej z sieci o udziale energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przekraczającym 90 proc. oraz energii elektrycznej pobieranej z sieci, która pozwala uniknąć lub ograniczyć potrzebę zmniejszenia udziału instalacji wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych. W przypadku energii elektrycznej pozyskiwanej z instalacji przyłączonych pośrednio, warunek korelacji geograficznej uznaje się za spełniony, jeżeli spełnione jest co najmniej jedno z poniższych kryteriów związanych z lokalizacją instalacji RFNBO, np. własna instalacja wytwarzająca energię elektryczną ze źródeł odnawialnych lub instalacja wytwarzająca energię elektryczną ze źródeł odnawialnych w ramach umowy PPA, dotyczącej energii ze źródeł odnawialnych, znajduje się lub znajdowała się w momencie jej uruchomienia w tej samej strefie rynkowej co elektrolizer.

Oprócz spełnienia powyższych kryteriów wodór RFNBO musi spełniać kryteria ograniczania emisji gazów cieplarnianych wskazanych w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2023/1185⁴.

Głównym celem dobrowolnego systemu certyfikacji jest potwierdzenie, że wyprodukowany produkt, w tym przypadku wodór RFNBO, spełnia kryteria zrównoważonego rozwoju. Cel ten może wydawać się banalny, ale jedynie certyfikowany wodór może być wliczony do poziomów dekarbonizacyjnych w przemyśle i transporcie, które muszą zostać osiągnięte przez państwa członkowskie Unii Europejskiej. Wsparcie unijne związane z technologiami wodorowymi dotyczy głównie produkcji wodoru RFNBO, czego przykładem są aukcje organizowane przez *European Hydrogen Bank*. W przyszłości planowa jest również certyfikacja wodoru niskoemisyjnego.

Agnieszka Górka, doktorantka na Wydziale Prawa i Administracji. Uniwersytet Gdański

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L 328 z 21.12.2018, p. 82–209, zmieniona dyrektywą (UE) 2023/2413, zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652, Dz.U. L, 2023/2413, 31.10.2023.

² Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2022/996 z 14 czerwca 2022 roku w sprawie zasad weryfikacji kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz kryteriów niskiego ryzyka spowodowania pośredniej zmiany użytkowania gruntów, Dz.U. L 168 z 27.6.2022, s. 1–62.

³ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) z 10.02.2023 roku, uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego, Dz.U.UE.L.2023.157.11

⁴ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z 10 lutego 2023 roku, uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym, Dz.U. L 157 z 20.6.2023, s. 20–33.

Dotacje do systemów ciepłowniczych

Józef Adam Kowalczyk

Przez wiele lat podstawowym czynnikiem ograniczającym inwestycje w systemy ciepłownicze była bardzo słaba kondycja finansowa przedsiębiorstw ciepłowniczych. Osiągane przez nie przychody często nie pokrywały nawet bieżących kosztów. Tym bardziej więc PEC nie miały środków na inwestycje. Brakowało też jakiegokolwiek strategii dla ciepłownictwa.

Działania organów rządowych i Urzędu Regulacji Energetyki koncentrowały się wyłącznie na utrzymaniu cen ciepła na niskim poziomie, a najbardziej znanym i powtarzającym z roku na rok programem był program „Aby do wiosny”.

W ostatnich latach sytuacja zmieniła się nieco na lepsze za sprawą polityki URE i istotnego podwyższenia maksymalnych dopuszczalnych cen ciepła. Średnia cena ciepła wzrosła z 44,33 zł za GJ w 2020 roku do 76,39 zł za GJ w 2022 roku, 119,39 zł w 2024 roku i 134,97 zł w 2025 roku, co pozwala większości przedsiębiorstw ciepłowniczych wypracować przynajmniej skromne środki na niezbędne inwestycje.

Sektor ciepłownictwa zużywa ponad 20 mln ton węgla rocznie (tylko o kilka mln mniej niż energetyka). Emituje rocznie około 60 mln ton dwutlenku węgla, co stanowi prawie 1/4 krajowej emisji. Duża część przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwarza jednak ciągle energię ciepłą w przestarzałych kotłach spalających węgiel, nie spełnia więc wymogu udziału 75 proc. ciepła pochodzącego z kogeneracji lub 50 proc z OZE. To sprawia, że – zgodnie z dyrektywą unijną – nie osiąga statusu przedsiębiorstwa efektywnego ciepłownictwa, a w efekcie nie może korzystać ze środków Unii Europejskiej, ponieważ UE dopuszcza dofinansowanie jedynie „efektywnych systemów ciepłowniczych”. Zasada ta nie obowiązuje w odniesieniu do środków krajowych, w tym środków z tzw. Funduszu Modernizacyjnego, tworzono go z tytułu sprzedaży bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, jakie Polska otrzymuje w kwocie około 20 mld zł rocznie. Z tego właśnie Funduszu NFOŚiGW uruchomił obecnie drugi nabór wniosków.

Dotacje i pożyczki

W okresie przejściowym, na drodze dochodzenia do modelu docelowego w 2050 roku – kiedy efektywny system ciepłowniczy będzie mógł opierać się wyłącznie na energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowym – istotna jest rola wysokosprawnej kogeneracji w bieżących rozwiązaniach ciepłowniczych. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, uwzględniając powyższe uwarunkowania, przygotował programy finansowe dla dwóch kategorii przedsiębiorstw ciepłowniczych:

1) posiadających źródła energii o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW,

- Ostatni rok na dofinansownie kogeneracji na gazie ziemnym
- Nowe normy emisji CO₂

2) posiadających źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 50 MW.

Przedmiotem dofinansowania są inwestycje polegające na budowie lub przebudowie instalacji wysokosprawnej kogeneracji wykorzystujących:

- a) ciepło odpadowe,
- b) energię ze źródeł odnawialnych,
- c) paliwa gazowe (np. gaz ziemny, mieszanki gazów, gaz syntetyczny) lub wodór,

z których przynajmniej 70% ciepła zostanie przeznaczony na zasilanie publicznej sieci ciepłowniczej. Wydatkami kwalifikującymi się do dofinansowania są także nakłady na przyłącze nie do publicznej sieci ciepłowniczej i na magazyny ciepła.

Programy NFOŚiGW przewidują dotacje do 50% wydatków kwalifikowanych oraz pożyczki (na okres do 15 lat), uzupełniające montaż finansowy projektów do 100% nakładów inwestycyjnych. Program dla większych przedsiębiorstw „Kogeneracja dla ciepłownictwa”, ukierunkowany jest na projekty zakładające przyrost mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, natomiast program dla przedsiębiorstw mniejszych „Kogeneracja powiatowa” służy finansowaniu projektów o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW.

Polecamy również nabór na magazyny energii. Mogą być one wykorzystywane nie tylko do magazynowania w szczytach PV, ale również do efektywnego zarządzania gospodarką energetyczną w firmie poprzez ich napełnianie w czasie, kiedy energia jest tania (np. w nocy) i jej zagospodarowywanie wtedy, kiedy jest droga.

Program/działanie	Jednostka pośrednicząca/wdrażająca	Rodzaj i wysokość dofinansowania/proc. kosztów kwalifikowanych	Termin naboru
Nabory planowane			
Kogeneracja powiatowa	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	Wsparcie dla przedsiębiorców w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w systemach ciepłowniczych o zamówionej mocy cieplnej poniżej 50 MW . Budżet: 1 mld zł Intensywność dofinansowania: <ul style="list-style-type: none"> • dotacja do 50%, pożyczka do 100% kosztów kwalifikowanych Zakres wsparcia: <ul style="list-style-type: none"> • budowa i przebudowa jednostek wytwórczych o mocy nie mniejszej niż 1 MW, wykorzystujących ciepło odpadowe, odnawialne źródła energii, paliwa gazowe, gaz syntetyczny lub wodór. 	od 03.02.2025 roku do 30.06.2025 roku
Kogeneracja dla ciepłownictwa	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	Wsparcie dla przedsiębiorców w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w systemach ciepłowniczych o zamówionej mocy cieplnej nie mniejszej niż 50 MW . Budżet: 3 mld zł Intensywność dofinansowania: <ul style="list-style-type: none"> • dotacja do 50%, pożyczka do 100% kosztów kwalifikowanych Zakres wsparcia: <ul style="list-style-type: none"> • budowa i przebudowa jednostek wytwórczych o mocy nie mniejszej niż 10 MW, wykorzystujących ciepło odpadowe, odnawialne źródła energii, paliwa gazowe, gaz syntetyczny lub wodór. 	od 03.02.2025 roku do 30.06.2025 roku
Magazyny energii Beneficjenci: MSP i duże przedsiębiorstwa	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	Dotacja do 65% kosztów kwalifikowanych: <ul style="list-style-type: none"> • duże firmy – 45% • średnie firmy – 55% • małe i mikro – 65% Rodzaje wspieranych projektów: <ul style="list-style-type: none"> • finansowanie kontenerów bateryjnych, inwerterów, transformatorów, montaż modułów bateryjnych i systemów wspomagających, w tym ppoż., klimatyzacji itp. 	II kwartał 2025 roku

W przypadku decyzji o przystąpieniu do budowy instalacji kogeneracyjnej pracującej na gazie ziemnym warto zapoznać się z rozporządzeniem ministra klimatu i środowiska z 15 lutego 2024 roku w sprawie „szczegółowych warunków udzielania przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej horyzontalnej pomocy publicznej na inwestycje w wysokosprawną kogenerację”. Rozporządzenie to powołuje się na limit emisji ekwiwalentu CO₂ dla wykorzystywanego gazu ziemnego, określony w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) nr 2139 z 2021 roku, zmienionym rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 1214 z 2022 roku. Przyjętej w rozporządzeniu UE z 2022 roku normy emisji CO₂ dla instalacji pracujących na gazie ziemnym poniżej 100 g na 1 kWh nie są w stanie osiągać wszyscy dostawcy technologii kogeneracyjnych. Warto o tym wiedzieć, zanim podpiszemy umowę z dostawcą technologii, ponieważ instalacja, która nie będzie miała emisji niższej niż 100 g na 1 kWh nie będzie mogła otrzymać dotacji ani wsparcia operacyjnego w formie premii gwarantowanej.

Ponadto, 2025 rok – zgodnie z polityką klimatyczną UE – jest ostatnim rokiem, w którym wsparcie na instalacje kogeneracyjne na gazie ziemnym w ogóle może być udzielane, co przekłada się na to, że NFOŚiGW powinien zawrzeć umowy o dofinansowanie instalacji pracujących na gazie ziemnym do końca tego roku. Oznacza to, że wnioski muszą być szybko procedowane. Trwające nabory na „Kogenerację powiatową” i „Kogenerację dla ciepłownictwa” są więc ostatnią szansą na pozyskanie dofinansowania na kogenerację wykorzystującą gaz ziemny (sieciowy czy skroplony), chyba że starania polskiego rządu w UE, mające na celu przedłużenie terminu wsparcia instalacji kogeneracyjnych na gazie ziemnym, zakończą się sukcesem, co wydaje się wątpliwe. Nie mamy nawet informacji, czy taka inicjatywa ze strony Polski w ogóle istnieje. Ograniczenie czasowe dotyczące kogeneracji na gazie ziemnym nie dotyczy kogeneracji biogazowej.

Józef Adam Kowalczyk, prezes Fundacji Euro-Most

Umędzynarodowienie działań normalizacyjnych IGG dla gospodarki wodorowej

Mateusz Zdanuk

Aby dysponować większym wpływem na tworzące się otoczenie normalizacyjne gospodarki wodorowej, IGG aktywnie działa w Komitecie 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych. Powstanie Komitetu Technicznego Polskiego Komitetu Normalizacyjnego 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych (dalej komitet) nastąpiło 16 lutego 2024 roku.

Komitety techniczne realizują cele wymienione w art. 3 ustawy z 12 września 2002 roku o normalizacji (Dz.U. nr 169, poz. 1386 z późn. zm.) poprzez opracowywanie norm i innych dokumentów normalizacyjnych w przyporządkowanych im zakresach tematycznych. Zakres tematyczny komitetu obejmuje pełny łańcuch gospodarki wodorowej: systemy, urządzenia i połączenia do wytwarzania, magazynowania, transportu i dystrybucji, pomiaru i wykorzystania wodoru z odnawialnych źródeł energii i innych źródeł, terminologie wodorowe, komponenty, łańcuch wartości i dostaw, interfejsy, zarządzanie operacyjne, bezpieczeństwo wodoru oraz kompetencje techniczne.

Komitet 339 jest jednym z większych komitetów w PKN – liczy 51 członków, których reprezentuje ponad 100 osób. Od rozpoczęcia działalności komitetu ustalony został plan działania, wybrany przewodniczący, a także sekretariat, którego prowadzenie w wyniku wyboru powierzono Izbie Gospodarczej Gazownictwa, a funkcję sekretarza objął jeden z przedstawicieli IGG w komitecie. Umowa została podpisana 27 stycznia 2025 roku i zgodnie z jej treścią sekretarz odpowiada m.in. za obsługę prac komitetu, sporządzanie dokumentacji (m.in. protokołów, uchwał, stanowisk), a także prowadzenie sprawozdawczości merytoryczno-finansowej.

Ponieważ normalizacja w Polsce w praktyce podąża za międzynarodową, w której znaczna część nowych polskich dokumentów standardyzacyjnych to normy międzynarodowe uznane za polskie normy, kreowanie otoczenia normalizacyjnego musi odbywać się właśnie na tym poziomie. Mając to na uwadze, większość członków komitetu, w tym IGG, głosowało za podjęciem aktywnej współpracy z ciałami międzynarodowymi, wypracowującymi rozwiązania, które potem będą wdrażane w Polsce.

Najistotniejszym podmiotem, w którym aktywnie działać będzie Komitet Techniczny Polskiego Komitetu Normalizacyjnego 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych, jest Komitet Techniczny Międzynarodowej Organizacji Normalizacyjnej numer 197, tj. ISO/TC 197, ds. Technologii Wodorowych (TC – *Technical Committee*), który pełni analogiczną rolę jak Komitet Techniczny w strukturze Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, tj. odpowiada za merytoryczne wypracowywanie standardów z udziałem członków sektora. Powiązany z nim jest ISO/TC 197/SC1, tj. pierwszy podkomitet (S.C. – *SubCommittee*), który nadzoruje prace nad normalizacją w obszarze dużych systemów wodorowych.

W głosowaniach nad formą współpracy z powyższymi ciałami komitet podjął decyzję o podjęciu wysiłku współpracy w formie czynnej.

Poza możliwością zapoznania się z projektami norm w obszarze wodoru, członkostwo pozwala na propozycje oraz zmiany ich treści poprzez nanoszenie uwag i uzupełnień. Członkostwo czynne zobowiązuje do aktywnego uczestniczenia w pracach danego komitetu lub podkomitetu ISO, polegającego na:

- 1) obligatoryjnym głosowaniu nad przyjęciem projektów norm międzynarodowych oraz innych międzynarodowych dokumentów normalizacyjnych,
- 2) obligatoryjnym głosowaniu na nowe projekty, a w przypadku deklarowania aktywnego uczestnictwa – zgłoszeniu eksperta do dalszych prac nad projektem,
- 3) obligatoryjnym głosowaniu nad nowelizacjami,
- 4) udzielaniu odpowiedzi na wszystkie formalnie przeprowadzane ankiety i głosowania,
- 5) terminowym opiniowaniu dokumentów roboczych,
- 6) uczestniczeniu (w miarę możliwości) w posiedzeniach danego komitetu lub podkomitetu – dopuszczalne jest korespondencyjne zgłaszanie stanowisk, zgodne z porządkiem obrad.

Co istotne, aktywni członkowie mają możliwość zgłaszania nowych tematów normalizacji.

Ponadto, Izba Gospodarcza Gazownictwa, w ramach prac Komitetu Technicznego Polskiego Komitetu Normalizacyjnego 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych będzie kontrybuowała do pracy organów roboczych także na poziomie europejskim. W ramach wspólnego zespołu Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN) oraz Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego Elektrotechniki (CENELEC) CEN/CLC/JTC 6 – Wodór w Systemach Energetycznych, IGG będzie wypracowywała rozwiązania na poziomie europejskim. Ponadto, komitet będzie współpracował z grupą koordynacyjną CEN/CENELEC ds. wodoru (COG H2).

Znormalizowanie pełnego łańcucha gospodarki wodorowej będzie wymagało znaczącego wysiłku po stronie członków komitetu, za koordynację którego będzie odpowiadała IGG. Ponadto, wykorzystując posiadany w ramach zespołów IGG zasób ekspertów, planowane jest zaangażowanie ich do grup projektowych w ISO. Uwzględnienie perspektywy polskiego sektora w normalizacji międzynarodowej jest dla IGG kluczowym celem w dalszym rozwoju działalności normalizacyjnej. Normy dla wodoru to nie tylko ich upowszechnienie na rynku krajowym, ale wpływ na ich treść na poziomie międzynarodowym.

Mateusz Zdanuk, sekretarz Komitetu Technicznego 339, IGG.

Perspektywy dla gazu ziemnego mogą być dłuższe



Rozmowa z **Krzysztofem Galosem**, podsekretarzem stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, głównym geologiem kraju

Trwają prace nad projektem polityki surowcowej państwa, która ma zawierać m.in. listę surowców kluczowych zarówno dla unijnej, jak i polskiej gospodarki. W jakim kierunku zmierzają podejście Polski do zasobów surowcowych?

Dokument, o którym pani wspomina, częściowo będzie zbliżony do obowiązującego dokumentu „Polityka surowcowa państwa”, przyjętego przez Radę Ministrów w marcu 2022 roku, ale filozofia i niektóre narzędzia jej implementacji zostaną istotnie zmienione czy rozszerzone. Właściwa propozycja skorygowanego projektu tego dokumentu powinna pojawić się w czwartym kwartale tego roku. Zakładamy, że będą w nim zawarte listy surowców krytycznych i strategicznych dla Unii Europejskiej, tak jak definiuje to obecnie Komisja Europejska w *Critical Raw Materials Act*. Oprócz tego w projekcie będzie też lista surowców kluczowych dla polskiej gospodarki. W dotychczasowej „Polityce surowcowej państwa” wiele miejsca poświęcono surowcom energetycznym (paliwom kopalnym) i powinny one znaleźć się także w nowym dokumencie, zgodnie z założeniami „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu” oraz projektem „Polityki energetycznej państwa”, której zarys prawdopodobnie pojawi się jeszcze w tym roku. Wszystkie kwestie w tym obszarze będą konsultowane z Ministerstwem Przemysłu, jako resortem odpowiedzialnym za gospodarkę surowcami energetycznymi.

W której puli surowców, na której liście, znajdują się gaz ziemny, metan i wodór?

Zakładam, że gaz ziemny i ropa naftowa znajdują się wśród surowców kluczowych dla polskiej gospodarki. Według przyjętej metodyki będą należeć do nich surowce najważniejsze dla jej potrzeb i struktury. Podejmujemy działania w kwestii możliwości występowania złóż wodoru białego (naturalnego) w Polsce, ale to wciąż odległa perspektywa. Wątpię, aby wodór niebieski i zielony, które powstają w wyniku określonych procesów chemicznych i technologicznych, znalazły się w tym wykazie, mimo że są ważne dla transformacji energetycznej.

Jaki kierunek zmian będzie realizowany w podejściu do krajowych zasobów złóż w odniesieniu do bezpieczeństwa i transformacji energetycznej?

To, co wynika z implementowanego na polski grunt rozporządzenia w sprawie surowców krytycznych (tzw. *Critical Raw Materials Act* – CRMA), czyli realizacja „Krajowego programu poszukiwań na rzecz pozyskiwania surowców krytycznych” dotyczy surowców

krytycznych w rozumieniu Komisji Europejskiej, a więc nie paliw kopalnych. Sposób podejścia do krajowych zasobów paliw kopalnych będzie wynikał z decyzji w zakresie zmienianej „Polityki energetycznej państwa”. Ograniczone zasoby gazu ziemnego występującego w Polsce, których eksploatacja zaspokaja około 20 proc. krajowych potrzeb, zostaną zapewne wykorzystane w perspektywie kilkunastu lat. W przypadku ropy naftowej krajowa produkcja zaspokaja tylko około 2–3 proc. zapotrzebowania. Jeśli chodzi o węgiel brunatny, dostępne zasoby i posiadane koncesje zapewniają działanie dwóch wciąż istniejących kompleksów paliwowo-energetycznych – Bełchatowa i Turowa – w perspektywie co najmniej kilkunastu lat. Jeżeli będzie to uzasadnione ekonomicznie, będą one funkcjonować do czasu wygaśnięcia koncesji na wydobycie. Natomiast w przypadku węgla kamiennego sytuacja jest najbardziej złożona i ostateczne podejście do tej kwestii określi kształt przyszłej „Polityki energetycznej państwa”.

Jak widzi pan przyszłość gazu ziemnego?

Mówi się o gazie ziemnym jak o paliwie przejściowym. Myślę, że jego rola jako surowca chemicznego zasadniczo się nie zmieni. Pozostanie też bardzo ważna rola gazu ziemnego jako surowca energetycznego dla gospodarki komunalnej, służącego m.in. do zaopatrywania odbiorców w gaz i do produkcji ciepła w kotłach przydomowych. Coraz ważniejszym obszarem staje się elektroenergetyka i bloki gazowe w elektrowniach zawodowych, które powstają i będą powstawać. Niewątpliwie, znaczenie gazu ziemnego w obszarze transformacji ciepłownictwa, związanego z przechodzeniem z kotłów węglowych na gazowe w ciepłowniach, będzie zyskiwało na znaczeniu. Z drugiej strony, tak szybko jak to możliwe powinniśmy iść w kierunku wykorzystania biometanu w takim zakresie, w jakim jest to technicznie i ekonomicznie możliwe.

Najbliższe 15–20 lat będzie okresem bardzo intensywnej transformacji energetycznej, w której ogromną rolę odegra gaz ziemny i biometan. Tak wynika z projektu „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu”, ale w rzeczywistości perspektywy dla gazu ziemnego potencjalnie mogą okazać się dłuższe niż planowane. Życzyłbym sobie, aby przejście z kopalnego gazu na biometan nastąpiło jak najszybciej, jednak jestem realistą i wiem, że trzeba tu postępować rozważnie, co może wydłużyć proces wprowadzania biometanu jako odnawialnego źródła energii.

Państwowy Instytut Geologiczny prowadzi badania w zakresie złóż białego wodoru. Jakie nadzieje możemy wiązać z jego wydobyciem?

Projekt realizowany w Państwowym Instytucie Geologicznym jest w początkowej fazie. Chodzi przede wszystkim o ustalenie, czy istnieją przesłanki do występowania w Polsce białego wodoru. Złożyliśmy też wniosek do Narodowego Centrum Badań i Rozwoju o uruchomienie projektu w ramach programu „Gospostrateg”, dotyczącego szerszych aspektów występowania i uwarunkowań pozyskiwania białego wodoru.

Jaką rolę mogą pełnić struktury geologiczne w zakresie magazynowania wodoru i składowania CO₂. Jaki jest krajowy potencjał w tym obszarze?

Jeżeli mówimy o magazynowaniu wodoru w górotworze, to jedną możliwością są specjalnie budowane zbiorniki kawernowe w złożach soli. Takie, jakie już obecnie służą do magazynowania gazu ziemnego, ropy naftowej czy paliw płynnych. Tego typu instalacje istnieją na Kujawach (rejon Mogilna, Góry) i na Pomorzu (Kosakowo). Myślę, że w ślad za nimi powstaną też zbiorniki przeznaczone do magazynowania wodoru. Jest tu jednak wiele otwartych kwestii natury technicznej i ekonomicznej. Ze swej strony mogę zadeklarować, że chciałbym, aby pierwszy pilotażowy magazyn jak najszybciej powstał na Pomorzu lub na Kujawach. Wiele wskazuje na to, że zostanie zrealizowany przez ORLEN lub Gas Storage Poland.

Natomiast składowanie CO₂ w górotworze dopiero nabiera realnych kształtów. Obecnie w Europie na większą skalę są uruchamiane składowiska CO₂ na Morzu Północnym, głównie przez podmioty norweskie i duńskie. Projekty lądowe znajdują się we wstępnej fazie. Kwestie formalne budowy składowisk CO₂ w górotworze zasadniczo są w Polsce uregulowane. Natomiast względy techniczne i geologiczne muszą zostać dopracowane, co – w mojej ocenie – wymaga działań pilotażowych, pierwszego kroku do budowy takich składowisk. Istnieje pewien potencjał struktur geologicznych, głównie utworów kredowych, jurajskich i prekambryjskich, w Polsce Centralnej i Północnej, a w przypadku kambryjskich także na szelfie na północ od Półwyspu Helskiego. Oprócz tego niektóre wyeksploatowane złoża węglowodorów jako potencjalne składowiska. Jednak otwartą sprawą jest kwestia, w jaki sposób, w jakim zakresie i w jakim tempie ten potencjał zostanie wykorzystany. Moim zdaniem, należy uznać za sukces, jeśli w 8–10 lat dojdziemy do poziomu składowania 5 mln ton CO₂ rocznie. Pozostaje także kwestia akceptacji społecznej dla tego typu działalności. Musimy wytłumaczyć społecznościom lokalnym, że jest to proces bezpieczny, a jednocześnie przynoszący profity dla społeczności lokalnej w postaci opłat za składowanie.

Jaki jest potencjał surowcowy Polski w zakresie odzyskiwania surowców w kontekście transformacji energetycznej?

Coraz częściej mówi się o nowych surowcach energetycznych w kontekście wykorzystania ich do produkcji urządzeń OZE, np. wiatraków, ogniw fotowoltaicznych, baterii, elektroniki czy magnesów trwałych. Należą do nich m.in. miedź, nikiel, kobalt, lit, mangan, pierwiastki ziem rzadkich, a spośród surowców niemetalicznych grafit. Niewątpliwie, istnieje możliwość odzysku niektórych z nich po odpowiednim przetworzeniu. Największy potencjał mają w tym zakresie baterie litowo-jonowe, które zawierają lit, nikiel, kobalt i mangan. W Polsce powstały już 4 zakłady recyklingu takich baterii i pod tym względem jesteśmy w awangardzie Europy. Do

podstawowych obszarów odzysku należą również magnesy trwałe do wiatraków. Tu recykling jest możliwy w formie odpowiednich stopów zawierających m.in. niektóre pierwiastki ziem rzadkich (neodym, prazeodym, dysproz). Jednym z największych wyzwań będzie natomiast wprowadzenie odzysku surowców z ogniw fotowoltaicznych krzemowych. Na razie nie ma o tym mowy i zużyte ogniwa stanowią niezagospodarowany odpad.

Jakie jest znaczenie zasobów naturalnych (głównie geotermalnych) i OZE dla transformacji ciepłownictwa?

Oprócz Podhala, które w Polsce jest najbardziej spektakularnym miejscem wykorzystywania geotermii, wskazać należy też Polskę środkową i północno-zachodnią, gdzie w formacjach kredowych i jurajskich występują wody geotermalne. Potencjał geotermalny mają też w Polsce większe miasta, na przykład Łódź, Poznań czy Szczecin, ale również mniejsze, tylko że wykorzystanie ich potencjału wiąże się z dużymi, kosztownymi inwestycjami w otwory produkcyjne i zatłaczające. Pewne programy wsparcia dla tych inwestycji były już oferowane, jak na przykład „Program udostępniania wód termalnych w Polsce” dla niemal 50 pierwszych otworów produkcyjnych, finansowanych w 100 proc. przez NFOŚiGW. Pula środków z tego programu się wyczerpała i myślimy nad zmianą formuły wsparcia, bo pomijając koszty inwestycyjne, benefity z wykorzystania wód termalnych są ogromne.

Jakie najważniejsze zmiany w prawie geologicznym i górniczym będą rozważane w najbliższym czasie?

Prawo górnicze i geologiczne (ustawa z 2011 roku) była nowelizowana ponad 40 razy. Obecnie kończymy dyskusje na temat kierunkowych zmian, ale jest jeszcze za wcześnie, aby można było mówić o konkretnych propozycjach. Doprecyzowania wymagają kwestie korzystania przez Skarb Państwa z pożytków z tytułu eksploatacji złóż kopalni objętych własnością górniczą Skarbu Państwa. Wymagany jest też przegląd dotychczasowych procedur koncesyjnych: w przypadku koncesji węglowodorowych konieczna jest próba uproszczenia do jednej ścieżki koncesyjnej, a w przypadku koncesji na inne kopaliny – utworzenie dodatkowej ścieżki postępowania inicjowanego w formie przetargu ogłaszanego przez organ koncesyjny. Niezbędne jest także dalsze doprecyzowanie kwestii dotyczących podziemnego składowania CO₂ czy podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, np. wodoru. Korekty wymagają sprawy dotyczące ochrony złóż kopalni w systemie planowania przestrzennego, w tym instytucji złóż strategicznych. I wreszcie propozycje zmian dotyczą kwestii usytuowania i zasad działania organów administracji geologicznej czy zakresu działania Państwowej Służby Geologicznej. Chciałbym, aby proces legislacyjny w tym względzie został zapoczątkowany w okresie najbliższych dwóch miesięcy.

Jeśli chodzi o tak istotny problem jak odpowiedzialność za szkody czy powstawanie zapadlisk i zalewisk, z którymi mamy do czynienia w rejonie Trzebini, Olkusza, północnej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego itd., dostrzegamy potrzebę uchwalenia odrębnej ustawy, która zarządzanie tymi procesami ureguluje, będąc też narzędziem wsparcia do ograniczenia tych problemów i naprawiania szkód w przypadku, gdy odpowiedzialność spada na Skarb Państwa. Obszar ten wymaga zaopiekowania i dyskusja na ten temat pomiędzy Ministerstwem Przemysłu a naszym resortem została już zapoczątkowana.

Dziękuję za rozmowę.

Julita Wróbel-Siemieniuk



Segment Upstream & Supply w strategii Grupy ORLEN

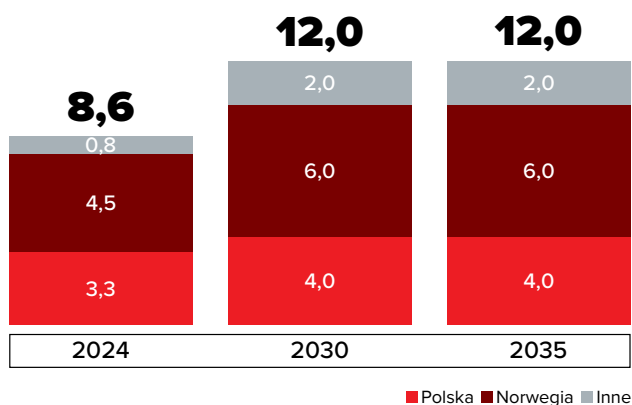
ENERGIA JUTRA ZACZYNA SIĘ DZIŚ

Jednym z fundamentów Strategii ORLEN 2035 jest Segment Upstream & Supply – kluczowy dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski i przeprowadzenia zrównoważonej transformacji.

Gaz ziemny pełni kluczową rolę paliwa pomostowego w transformacji energetycznej Polski i regionu. Jest potrzebny dla stabilizowania mocy w systemie energetycznym wraz ze wzrostem udziału OZE wśród źródeł wytwarzania.

STRATEGICZNE CELE SEGMENTU UPSTREAM & SUPPLY

Wzrost produkcji gazu ziemnego w mld m³



Obszar **upstream** jest jednym z filarów bezpieczeństwa energetycznego Polski. W ostatnich latach niemal połowa krajowego zapotrzebowania na gaz była pokrywana z wydobycia realizowanego przez Grupę ORLEN w Polsce i za granicą.

• Zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego do Polski

Dostarczenie na rynek krajowy – w zależności od zintegrowanego popytu przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych – nawet do 27 mld m³ gazu ziemnego w perspektywie 2035 roku, poprzez elastyczny portfel kontraktów oraz wzrost produkcji własnej.

• Usługi zarządzania CO₂

Zbudowanie zdolności w zakresie usług wychwytu, transportu i magazynowania CO₂ – 4 mln ton w 2035 roku ■ Wspieranie zmian regulacyjnych umożliwiających CCUS w regionie Morza Bałtyckiego ■ Inwestycja w pierwszy polski terminal eksportowy CO₂ w Gdańsku.

• Zoptymalizowane portfolio międzynarodowe

Zwiększona obecność międzynarodowa w łańcuchu gazu ziemnego poprzez wejście na północnoamerykański rynek midstream. Racjonalizacja zaangażowanego kapitału pod kątem ryzyka prowadzonej działalności i zwrotów osiąganych z inwestycji. Ograniczenie emisji metanu z wydobycia i wsparcie inicjatyw dekarbonizacyjnych w Grupie ORLEN.

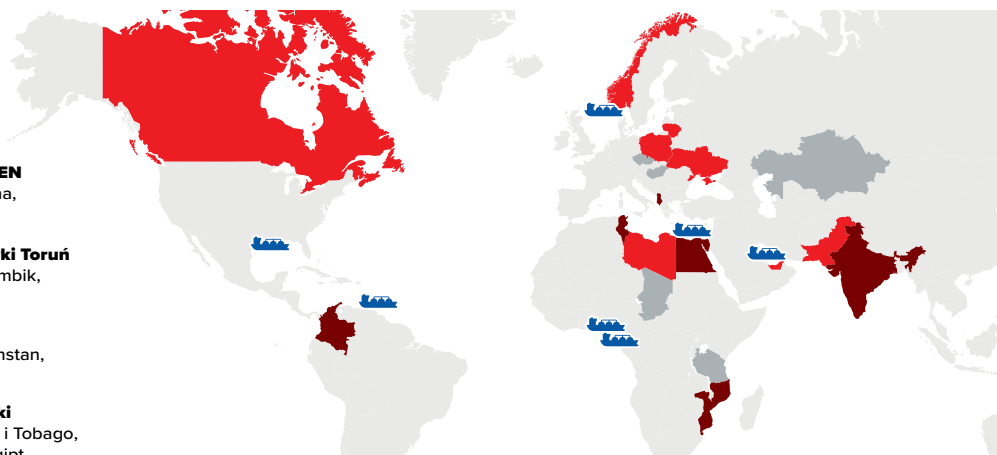
Globalny potencjał upstream Grupy ORLEN i kierunki dostaw LNG

Aktywa upstream Grupy ORLEN
Polska, Norwegia, Litwa, Ukraina, Kanada, Pakistan, Libia, ZEA

Oddziały zagraniczne Geofizyki Toruń
Albania, Egipt, Kolumbia, Mozambik, Tunezja, ZEA, Indie

Oddziały zagraniczne Exalo
Czechy, Węgry, Ukraina, Kazachstan, Pakistan, ZEA, Czad, Tanzania

Kierunki dostaw LNG do Polski
Katar, USA, Norwegia, Trynidad i Tobago, Nigeria, Gwinea Równikowa, Egipt



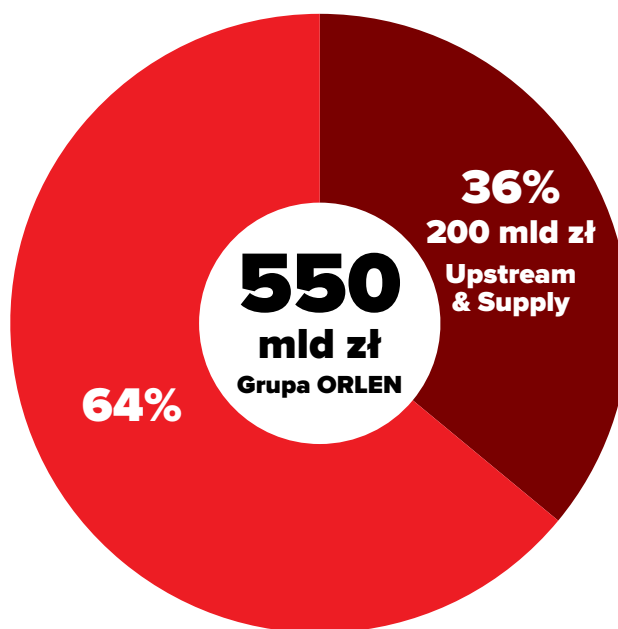
STABILNY WZROST I ATRAKCYJNA DYWIDENDA

Segment Upstream & Supply będzie miał główny – sięgający 36% – udział w generowaniu EBITDA – ponad 200 mld zł w latach 2025–2035. Przepływy pieniężne generowane w segmencie Upstream & Supply będą wspierać transformację energetyczną w Polsce.

ODPOWIEDZIALNE INWESTOWANIE

Aby realizować strategię do 2035 roku, ORLEN będzie adekwatnie inwestować, kierując się zdyscyplinowanym podejściem do kontroli nakładów i ich efektywnością. Skumulowany CAPEX w latach 2025–2035 wyniesie od 350 do 380 mld zł. **Na realizację celów strategicznych segmentu Upstream & Supply w latach 2025–2035 przeznaczono roczne uśrednione nakłady inwestycyjne między 7–8 mld zł (łącznie kwota około 85 mld zł).**

Udział % EBITDA upstream w całej EBITDA ORLEN



■ Udział % EBITDA generowany przez upstream

■ Udział % EBITDA generowany przez pozostałe segmenty Grupy ORLEN



WYDOBYCIE GAZU ZA GRANICĄ

Koncern prowadzi działalność upstream na czterech kontynentach i w ośmiu krajach.

Głównym czynnikiem wzrostu produkcji gazu Grupy ORLEN jest wydobycie realizowane przez spółkę ORLEN Upstream Norway na złożach w Norwegii. W 2024 roku wyniosło ono około 4,5 mld m³ i było ponad 45% większe niż w 2023 roku. Planowany dalszy wzrost wydobycia pozwoli osiągnąć 6 mld m³ w 2030 roku.

W 2024 roku produkcja gazu ziemnego realizowana była również na złożach koncernu w Kanadzie i Pakistanie.

KRAJOWE AKTYWA

Aby sprostać wyzwaniom postawionym w Strategii ORLEN 2035, koncern konsoliduje swoje krajowe aktywa wydobywcze w spółce ORLEN Upstream Polska.

Celem strategicznym ORLEN Upstream Polska jest wzrost efektywności prowadzonej działalności – optymalizacji produkcji gazu w Polsce, która w perspektywie 2030 roku ma osiągnąć 4 mld m³.

Sejsmiczne USG – wiemy „na czym stoimy”

W oparciu o narzędzia geofizyczne 2D mamy w Polsce rozpoznane profile sejsmiczne o długości około 180 000 km. To odpowiada około 4,5 długości równika.

W wyniku badań sejsmicznych 3D, realizowanych już od 1993 roku, posiadamy rozpoznanie geofizyczne o powierzchni 23 550 km².

Upstream

w nowej strategii ORLENU

Piotr Wojtasik

Obszar upstream jest częścią segmentu Upstream & Supply, który z kolei jest jednym z fundamentów, na których ORLEN zbudował swoją nową strategię na lata 2025–2035. Gaz ziemny został w niej wskazany jako surowiec, który pełni kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Jest także paliwem pomostowym, umożliwiającą odpowiedzialną transformację energetyczną.

Segment Upstream & Supply

Zgodnie z założeniami, w ogłoszonej w styczniu 2025 roku Strategii ORLEN 2035, w perspektywie 2035 roku segment Upstream & Supply dostarczy na rynek krajowy nawet do 27 mld m sześć. gazu rocznie w zależności od zintegrowanego popytu przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych. To cel bardzo wymagający, biorąc pod uwagę, że oznacza wzrost dostaw błękitnego paliwa o ponad 50 proc., w stosunku do wolumenów zużywanych w Polsce w ostatnich kilku latach. Dla porównania: w 2023 roku krajowe zużycie gazu wyniosło około 17 mld m sześć. Dywersyfikacja dostaw pozostanie kluczem do zapewnienia bezpieczeństwa gazowego polskich odbiorców, a ogromny wzrost wolumenu zostanie osiągnięty zarówno poprzez wzrost wydobycia gazu z własnych źródeł, jak i pozyskanie surowca z kontraktów. W tym drugim przypadku – do 15 mld m sześć. gazu rocznie zapewni elastyczny portfel umów, zwłaszcza na dostawy skroplonego gazu (LNG) i zabezpieczona przepustowość infrastruktury LNG oraz interkonektorów międzysystemowych,

w tym przede wszystkim gazociągu *Baltic Pipe*, którego przepustowość w dużej części wypełnia gaz z własnego wydobycia w Norwegii.

Osiągnięcie ambitnych celów wskazanych w strategii wymagać będzie znacznych nakładów inwestycyjnych. Dlatego na realizację celów strategicznych segmentu Upstream & Supply uwzględnione zostały roczne uśrednione nakłady inwestycyjne między 7–8 mld zł. a łączny CAPEX w tym okresie szacowany jest na około 85 mld zł. Strategia wskazuje również na kluczowe znaczenie segmentu dla rozwoju koncernu. Zgodnie z przyjętymi założeniami, będzie on miał główny, sięgający 36 proc., udział w generowaniu EBITDA – ponad 200 mld zł z ogólnej wartości przekraczającej 550 mld zł w okresie 2025–2035. Co warto podkreślić, przepływy pieniężne generowane w segmencie Upstream & Supply będą wspierać transformację energetyczną w naszym kraju.

Znaczenie i cele strategiczne upstream

W Strategii ORLEN 2035 wydobycie gazu ziemnego z własnych złóż wskazane zostało jako jeden z głównych kierunków rozwoju. W perspektywie 2030 roku produkcja własna gazu ziemnego ma wzrosnąć aż do 12 mld m sześć., czyli o około 40 proc. więcej niż w 2024 roku. W kontekście tak dużych wyzwań warto podkreślić, że już w ubiegłym roku nastąpił znaczny wzrost produkcji własnej gazu ziemnego Grupy ORLEN. Wyniosła ona łącznie około 8,6 mld m sześć. (dla porównania: 7,1 mld m sześć. w 2023 roku) i była o ponad 20 proc. wyższa r/r. O tak dużym wzroście zdecydowała przede wszystkim produkcja zagraniczna realizowana na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przez spółkę ORLEN Upstream Norway. W 2024 roku wyniosła ona ponad 4,5 mld sześć. i tym samym wzrosła o ponad 45 proc. w stosunku do 2023 roku.

Założony w strategii wzrost wydobycia gazu wiąże się z inwestycjami głównie w Polsce i Norwegii. ORLEN



Norweski Szelf Kontynentalny jest kluczowy dla realizacji strategii wzrostu wydobycia gazu.

analizuje także możliwości rozwoju wydobycia węgłowodórów na rynku północnoamerykańskim. Na kontynencie tym koncern jest już obecny od lat, a biorąc pod uwagę znajdujące się tutaj niemal nieograniczone zasoby węgłowodórów, a także możliwość efektywnych dostaw gazu w postaci LNG, może okazać się to kierunek perspektywiczny.

Własne wydobycie gazu ziemnego ma znaczny wpływ na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski. W ostatnich latach niemal połowa krajowego zapotrzebowania na gaz jest pokrywana z wydobycia realizowanego przez Grupę ORLEN w Polsce i za granicą. Ponadto, gaz ziemny został wskazany jako paliwo potrzebne do stabilizowania mocy w systemie energetycznym wraz ze wzrostem udziału OZE wśród źródeł wytwarzania.

Kluczowe rynki wydobycia gazu

Złóża gazu ziemnego w Norwegii dają obecnie największy wkład we własną produkcję gazu i są kluczowe dla realizacji strategii wzrostu wydobycia gazu ziemnego przez Grupę ORLEN. Obecnie na tym obszarze ORLEN Upstream Norway posiada 100 koncesji i prowadzi wydobycie na 20 złożach. W przyjętej w strategii perspektywie 2030 roku planowany jest dalszy wzrost produkcji ze złóż w Norwegii do około 6 mld m sześć. rocznie. Gaz ziemny pochodzący z wydobycia własnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym to ważne źródło surowca dostarczanego do Polski poprzez *Baltic Pipe*, który obok dostaw LNG jest jednym z filarów zapewnienia nieprzerwanego transportu błękitnego paliwa do Polski i dalej do odbiorców w przemyśle, energetyce i gospodarstwach domowych.

Priorytetem jest także produkcja gazu ziemnego ze złóż krajowych. Zgodnie z przyjętą strategią ma ona wzrosnąć w perspektywie 2030 roku do 4 mld m sześć. (z 3,3 mld m sześć. w latach 2023–2024). Aby to osiągnąć, ORLEN konsoliduje rozproszone dotychczas krajowe aktywa upstream. Ich integracja w jednym podmiocie: spółce ORLEN Upstream Polska pozwoli zoptymalizować i zwiększyć efektywność realizowanych procesów, a także skuteczniej zarządzać zasobami. Zapewnienie stabilnego krajowego wydobycia gazu w długoletniej perspektywie znacząco wzmocni bezpieczeństwo dostaw tego surowca do odbiorców, będąc jednym z jego najpewniejszych filarów.

Grupa ORLEN posiada w Polsce łącznie 223 koncesje związane z poszukiwaniem i wydobyciem węgłowodórów i realizuje prace na prawie dwóch tysiącach odwiertów. Krajowa działalność poszukiwawczo-wydobywcza prowadzona jest na lądzie i na polskim szelfie Morza Bałtyckiego. Znaczenie krajowej produkcji gazu dla bezpieczeństwa energetycznego potwierdza fakt, że w ostatnich latach pokrywała ona około 20 proc. zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce. Odkrycia i eksploatacja gazu z polskich złóż to nie tylko wzrost bezpieczeństwa dostaw, ale także wpływ na poprawę

kondycji finansowej samorządów, na terenie których znajdują się zasoby węgłowodórów. Grupa ORLEN z tytułu opłaty eksploatacyjnej oraz podatku od nieruchomości przekazała samorządom oraz do NFOŚiGW łącznie kwotę prawie 219 mln zł.



Produkcja gazu ze złóż krajowych jest jednym z priorytetów strategii.

Wykorzystanie globalnego potencjału upstream Grupy ORLEN

Wyzwania postawione przed upstream w nowej strategii wymagają także dostosowań organizacyjnych tego ważnego obszaru, dlatego w ORLEN S.A. powstaje centrum kompetencyjne ds. upstream. Będzie ono odpowiedzialne za rozwój i koordynację działań oraz standaryzację i synergię procesów w całym łańcuchu wartości w tym segmencie, a także poza nim (np. CCS czy magazynowanie wodoru). Prowadzony nadzór obejmie wszystkie aktywa poszukiwawczo-wydobywcze obszaru upstream Grupy ORLEN – zarówno krajowe, jak i zagraniczne – a także potencjał spółek *stricte* serwisowych, czyli usługowych dla upstream, takich jak Geofizyka Toruń, Exalo Drilling czy ORLEN Technologie.

Obecnie Grupa ORLEN prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą i posiada aktywa upstream na czterech kontynentach – w Europie oprócz Polski to Norwegia, Litwa i Ukraina, w Ameryce Północnej – Kanada, w Azji – Pakistan i Zjednoczone Emiraty Arabskie, a w Afryce – Libia. Według stanu na koniec 2024 roku koncern dysponuje udokumentowanymi rezerwami węgłowodórów, wynoszącymi łącznie 1306,9 mln boe, z czego 73 proc. to gaz ziemny, a 27 proc. ropa naftowa i NGL. W tym w Polsce 710 mln boe, w Norwegii 407,8 mln boe, Kanadzie 147,7 mln boe, Pakistanie 40,5 mln boe, a na Litwie 1 mln boe.

**Piotr Wojtasik, główny specjalista ds. public relations
ORLEN S.A. Oddział Centralny PGNiG w Warszawie**

Gaz ziemny pierwszego wyboru w dekarbonizacji ciepłownictwa

Maciej Kołodziejek, Marcin Zięba

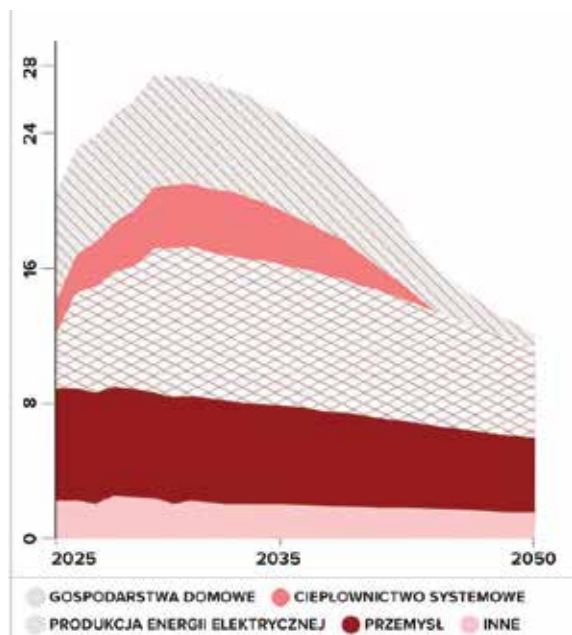
Dekarbonizacja ciepłownictwa sieciowego ma kluczowe znaczenie dla osiągnięcia celów klimatycznych i zapewnienia zrównoważonej przyszłości energetycznej. Obecnie branża ta cierpi z powodu niskiej efektywności, wysokich temperatur roboczych, a przede wszystkim uzależnienia od węgla. Receptą na wskazane bolączki w perspektywie zielonej transformacji jest gaz, określany jako paliwo pomostowe, którego właściwości pomogą w zbilansowaniu produkcji energii do profilu zapotrzebowania i redukcji emisji CO₂.

Polskie ciepłownictwo: 12 mln ton węgla rocznie

Według raportu Urzędu Regulacji Energetyki za 2023 rok, polskie ciepłownictwo nadal w dużej mierze opiera się na węglu, choć jego udział w miksie paliwowym spadł do 61,2%. Obserwujemy wzrost wykorzystania gazu ziemnego, który już rok temu stanowił 13%. Energia z odnawialnych źródeł energii osiągnęła 14,4%. Przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły łącznie 376,6 tys. TJ, zużywając do tego 11 896,9 tys. ton węgla, głównie kamiennego.

Nadchodzące potrzeby dekarbonizacyjne będą oznaczały potrzebę radykalnej zmiany miksu energetycznego, w którym wiodącą rolę, z uwagi na elastyczność i dostępność, odegra gaz ziemny. Będzie on szczególnie ważnym nośnikiem energii dla przemysłu i wytwarzania energii elektrycznej. Prognozy ORLEN mówią o perspektywie wykraczającej znacznie poza 2050 rok. W strategii do 2035 roku „Energia jutra zaczyna się dziś” interesującym

Zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce [mld m³]



Źródło: Strategia ORLEN do 2035 roku „Energia jutra zaczyna się dziś”.

z perspektywy zaopatrzenia w błękitne paliwo sektorem jest zwłaszcza ciepłownictwo systemowe, które zanotuje *peak* zapotrzebowania na surowiec w latach 2030–2035.

Cele dekarbonizacyjne ciepłownictwa za setki miliardów złotych

Dekarbonizacja będzie dużym wyzwaniem nie tylko strategiczno-planistycznym, ale i finansowym. Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej wskazuje na wysoki koszt spełnienia wymogów unijnego pakietu regulacji *Fit for 55* dla sektora ciepłowniczego, który będzie musiał zainwestować od 300 do 466 mld zł, między innymi wymieniacząc kotły węglowe na gazowe.

Inwestycje podzielone są na trzy obszary. Pierwszy to infrastruktura wytwórcza, na którą potrzebne są nakłady w wysokości 102–211 mld zł. Drugi to infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna; szacunki mówią tu o kwotach od 82 do 106 mld zł. Ostatni segment to modernizacja instalacji odbiorczych, na którą potrzeba od 115 do 149 mld zł. Całkowita suma tych inwestycji pokazuje skalę wyzwania stojącego przed krajowym sektorem ciepłowniczym.

Przewidywalność cen gazu wesprze transformację

Ceny gazu ziemnego w ostatnich latach były poddane znacznym wahaniom, wynikającym z wielu czynników, zarówno na poziomie krajowym, jak i globalnym. Wpływały na nie ponadnarodowe kryzysy, zmiany w popycie i podaży oraz napięcia geopolityczne.

Po rekordowych poziomach cen surowca w 2022 roku, spowodowanych zaburzeniami w dostawach gazu z Rosji do Europy, w 2023 roku zaczęły się one stabilizować, ale nadal były wysokie w porównaniu z tymi sprzed pandemii. Stabilizacja była jednak możliwa dzięki zwiększeniu dostaw ze Stanów Zjednoczonych czy Norwegii oraz działań zmniejszających uzależnienie Europy od Rosji. W 2024 roku obserwowaliśmy zmniejszoną zmienność cenową w wyniku zwiększenia dostaw gazu z alternatywnych kierunków, do czego przyczynił się m.in. globalny rozwój infrastruktury LNG.

Od pierwszego kwartału 2024 roku możemy mówić o stabilizacji cenowej, która wprawdzie nie zwiększa radykalnie długoterminowej przewidywalności, ale z uwagi na mniejszą amplitudę skoków cen daje uczucie większego komfortu kontraktacji zarówno po stronie zamawiających, jak i dostarczających paliwo gazowe. Należy jednak stwierdzić, że trwający niedawno kryzys wahań cenowych spowodował u odbiorców zmianę w strategii zakupu gazu oraz znacząco zwiększył ich świadomość zakupową, skutkującą nowymi potrzebami.

Formuły indeksowane – elastyczność dla świadomego odbiorcy

W czasie dużych wahań cenowych, i przed nimi, 70% wolumenu wynikającego z umów terminowych było zawieranych z ceną stałą, pozostałe 30% kontraktów B2B miało formuły ustalające ceny gazu na podstawie jego bieżących wartości rynkowych. Obecnie rynek radykalnie ewoluował. Kontrakty ze zmienną ceną dynamicznie wy-

poprzez elastyczną możliwość dopasowywania zamówionej ilości paliwa do bieżących potrzeb. Jest to szczególnie istotne z perspektywy firm dostarczających ciepło sieciowe do klientów finalnych. Dzięki formule mieszanej miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą dostosować koszty zakupu gazu do aktualnej sytuacji rynkowej. To szczególnie ważne w codziennym funkcjonowaniu ciepłowni w kontekście nadchodzących potrzeb dekarbonizacyjnych oraz w obliczu wyzwania związanego z wysokimi nakładami inwestycyjnymi w źródła i infrastrukturę OZE. Indywidualni doradcy PGNiG OD są w stałym kontakcie z odbiorcami sektora ciepłowniczego, aby jak najlepiej odpowiedzieć na ich potrzeby, również na poziomie doradztwa w zakresie planowanej transformacji.

Maciej Kołodziejek, kierownik Działu Produktów Dedykowanych, Biuro Zarządzania Ofertą Produktową
Marcin Zięba, ekspert ds. public relations, Departament Komunikacji

Jak rynek gazu reaguje na poszczególne wydarzenia: ceny kontraktu Month Ahead na TTF – indeks rolowany



Źródło: analiza własna PGNiG OD.

pierają te ze stałą. Dotyczy to przede wszystkim klientów, dla których gaz jest najbardziej kosztotwórczym czynnikiem, czyli m.in. rynku ciepłowniczego w obliczu nadchodzącej dekarbonizacji.

Tu szczególnie ważną potrzebą jest elastyczna formuła cenowa, zapewniająca optymalizację kosztów zakupu gazu i dostosowanie ich do aktualnej sytuacji rynkowej u danego klienta. Tak zindywidualizowane oferty klient może ustalić bezpośrednio z dedykowanym doradcą PGNiG OD. W ramach proponowanych rozwiązań klient może uzgodnić formułę cenową danego kontraktu w optymalny dla niego sposób, np. na podstawie indeksów giełdowych (zarówno polskich, jak i zagranicznych), indeksację na podstawie cen giełdowych, łączonych z metodami kształtowania ceny powiązanej z formułą stałej ceny lub za pomocą produktów, dla których ceny gazu są ustalane w trakcie trwania kontraktu za pomocą tzw. transz.

Formuły umożliwiające określanie ceny gazu w trakcie trwania kontraktu zapewniają możliwość optymalizacji i aktualizacji kosztów produkcji po stronie odbiorcy m.in.

GŁOS PGNiG OD NA POWERPOL



Bartłomiej Ślusarczyk, członek zarządu PGNiG OD, uczestniczył w debacie „Gaz jako podstawowe paliwo przejściowe” podczas 25. Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL. W gronie praktyków i ekspertów sektora mocno wybrzmiały argumenty o walorach błękitnego paliwa, które zapewnią mu godną i niezagrażoną pozycję w dobie transformacji kogeneracji i ciepłownictwa.

– Klienci w naszym portfolio produktowym mogą wybierać kontrakty zapewniające im optymalną elastyczność wolumenową czy w sposobie kształtowania ceny – od formuły z ceną stałą, przez umowy indeksowane do formuły transzowej, w których klient podejmuje decyzję o poziomie kosztów zakupu gazu w czasie rzeczywistym, on-line. Zarządzamy ofertą produktową, tak aby ją zindywidualizować i skroić na miarę potrzeb danego klienta lub branżowych grup odbiorców. Proponujemy na przykład kształtowanie ceny i bilansowanie wolumenowe w granulacji dobowej. Jest to szczególnie istotna potrzeba dla producentów ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji – powiedział **Bartłomiej Ślusarczyk** podczas konferencji.

Mapa chłonności ważnym narzędziem rozwoju sieci gazowej w Polsce

Agnieszka Ambroź

Polska Spółka Gazownictwa pracuje nad mapą chłonności sieci gazowej w Polsce, która ma stać się istotnym narzędziem wspierającym rozwój infrastruktury gazowej w kontekście rosnącego zainteresowania biometanem. Jak podkreślił Jacek Podgórski, prezes PSG, mapa ta umożliwi określenie, gdzie i w jakiej ilości sieć jest gotowa na przyjęcie tego odnawialnego źródła energii, co ułatwi inwestorom efektywne planowanie budowy biometanowni.

Odbijające się na początku roku w Zakopanem sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa jest tradycyjnym forum wymiany doświadczeń dla przedstawicieli sektora gazowniczego. Podczas dwóch dni omawiają oni najważniejsze bieżące tematy, nowe technologie, a także dyskutują na temat przyszłości sektora gazowego.

W sesji „Paliwa gazowe w polityce energetycznej i przemysłowej państwa”, otwierającej sympozjum, uczestniczył **Jacek Podgórski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa**. Dyskusja dotyczyła roli paliw gazowych w transformacji energetycznej naszego kraju. Przedstawiciel największego operatora systemu dystrybucyjnego gazu przedstawił najważniejsze wyzwania, które czekają PSG w kontekście transformacji energetycznej.

– Pracujemy nad ukończeniem mapy chłonności systemu dystrybucyjnego PSG. Zidentyfikowaliśmy obszary, w których nasza sieć już może odbierać biometan, określiliśmy też w jakiej ilości. Mapa ta ma duże znaczenie dla inwestorów, ponieważ precyzyjnie wskazuje miejsca,

gdzie infrastruktura PSG jest przygotowana do przyjęcia biometanu – powiedział Jacek Podgórski.

W trakcie panelu prezes Polskiej Spółki Gazownictwa podkreślił, że biometan, który jest już z powodzeniem wykorzystywany we Francji, także w Polsce może stać się ważnym paliwem gazowym.

– Polska Spółka Gazownictwa planuje w najbliższych latach realizować ambitne cele związane z przyłączaniem ciepłownictwa, energetyki zawodowej oraz biometanowni. Te ostatnie odgrywają kluczową rolę w procesie dekarbonizacji, zastępując gaz kopalny gazami niskoemisyjnymi i odnawialnymi. Według różnych szacunków, potencjał produkcji biometanu w Polsce wynosi od około 3 do 8 mld m³. Osiągnięcie nawet dolnej granicy tego zakresu oznaczałoby, że udział biometanu w całkowitym wolumenie dystrybuowanych przez PSG paliw mógłby wynieść około 25 proc. To ambitny cel, który można osiągnąć w okresie kilku kolejnych lat – zakończył Jacek Podgórski.

Agnieszka Ambroź, Departament Komunikacji PSG



Uczestnicy panelu „Paliwa gazowe w polityce energetycznej i przemysłowej państwa” podczas sympozjum w Zakopanem.

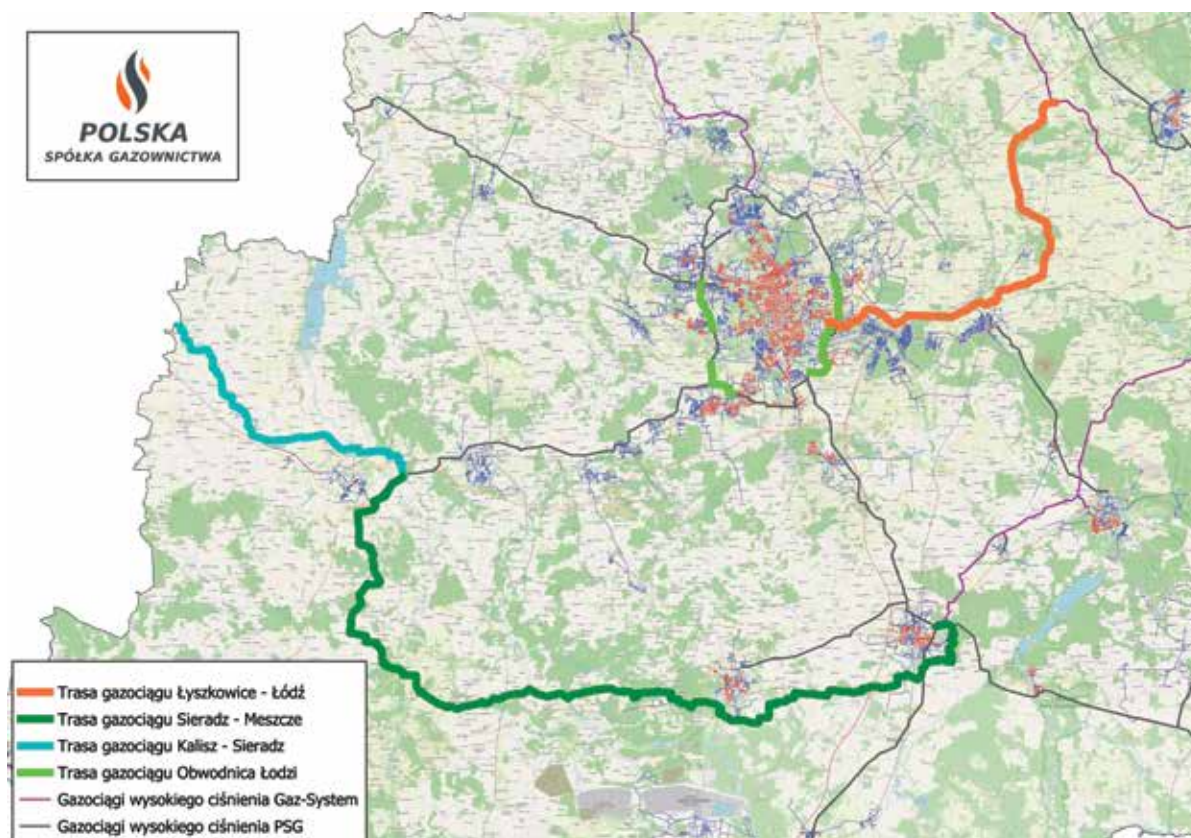
PSG otrzymała z Unii Europejskiej 172 mln zł **na realizację największej od 30 lat gazowej inwestycji w Łódzkiem**

Monika Borowska

5 lutego w siedzibie Muzeum Okręgowego w Sieradzu odbyło się uroczyste wydarzenie z okazji podpisania umowy przez Polską Spółkę Gazownictwa z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym, która zapewnia dofinansowanie budowy gazociągu wysokiego ciśnienia Kalisz–Sieradz. Całkowita wartość inwestycji to 227 mln zł netto, a unijne dofinansowanie wyniesie 76 proc. kosztów budowy. To największa inwestycja realizowana przez PSG w województwie łódzkim od ponad trzech dekad.

– Ta inwestycja nie tylko przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu dla odbiorców z Sieradza i aglomeracji łódzkiej, ale stwarza również warunki do dalszej rozbudowy sieci dystrybucyjnej – podkreśliła Dorota Ryl, wojewoda łódzki.

Realizowany projekt obejmuje budowę ponad 62 km gazociągu wysokiego ciśnienia, wyposażonego m.in. w światłowód, oraz towarzyszącej infrastruktury – stacji redukcyjnej w rejonie Podzborowa i stacji redukcyjno-pomiarowej w okolicy Błaszek. Nowa inwestycja za-



pewni m.in. drugostronne zasilanie klientów w błękitne paliwo.

– Realizacja ma kluczowe znaczenie dla rozszerzenia możliwości dystrybucyjnych gazu w regionie. Budowa gazociągu to również klucz do zwiększenia bezpieczeństwa realizacji dostaw błękitnego paliwa dla naszych klientów. W dobie dynamicznych zmian w sektorze energetycznym jest to strategiczny krok na drodze do nowoczesnej infrastruktury – powiedział **Wojciech Kowalski, członek zarządu PSG**, odpowiedzialny za transport gazu, infrastrukturę i inwestycje w spółce.

Gaz pełni fundamentalną rolę w rozwoju gospodarczym Polski, wspierając stabilność dostaw energii oraz przyciągając inwestorów z sektorów przemysłowego i ciepłowniczego.

– Dzięki tej inwestycji możliwa będzie również realizacja kolejnych istotnych projektów energetycznych, w tym drugiego etapu dekarbonizacji systemu ciepłowniczego w Łodzi oraz Pabianicach i Zduńskiej Woli. Zakończenie tego zadania pozwoli także na zwiększenie przepustowości naszej sieci, co otworzy nowe możliwości dla przyłączenia biometanowni do sieci Polskiej Spółki Gazownictwa – powiedział **Szymon Paweł Moś, członek zarządu PSG**, odpowiedzialny za rozwój i transformację energetyczną w spółce.

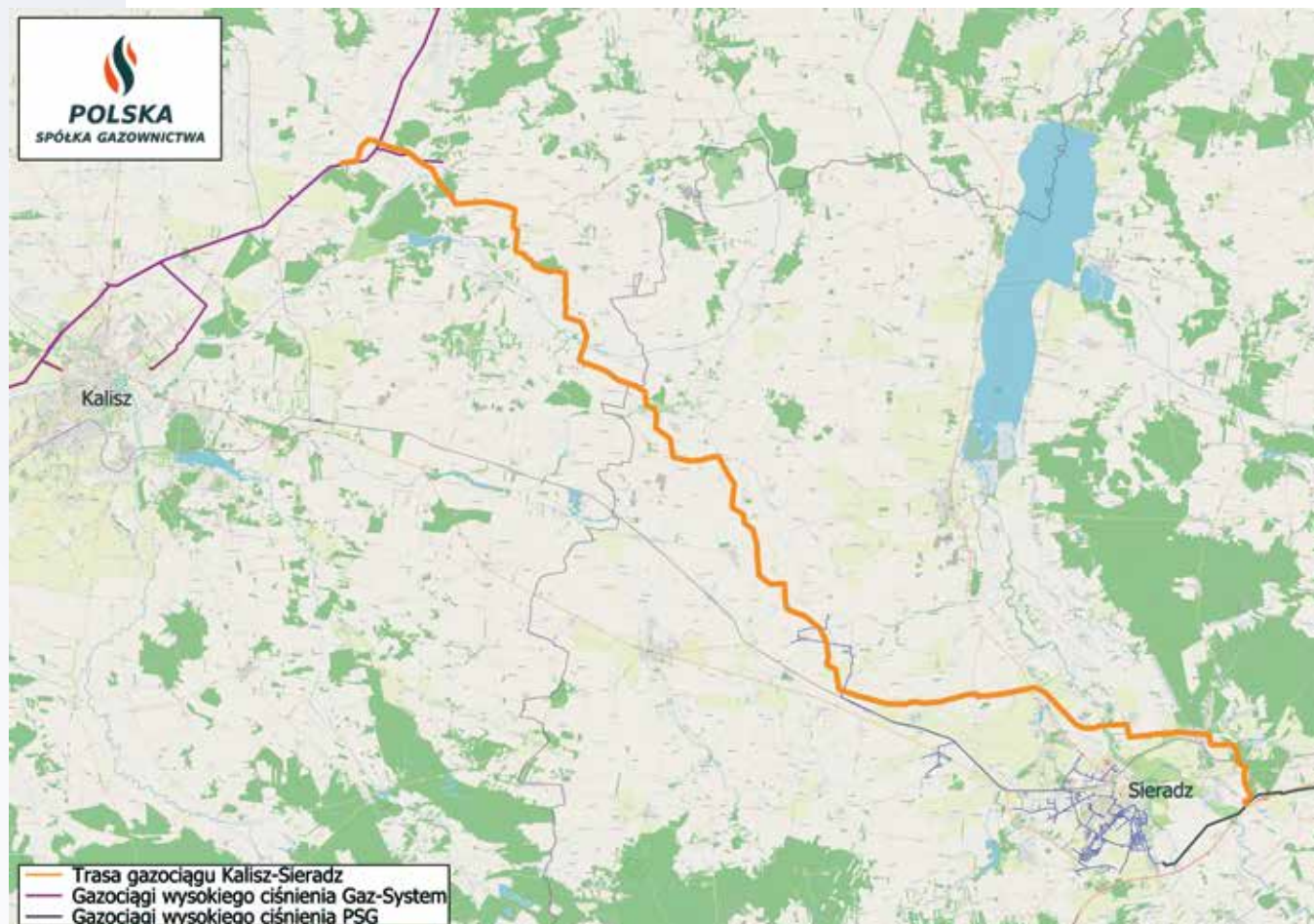
To piąta tego typu umowa, zawarta przez PSG z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badaw-

czym w ramach programu FEnIKS na lata 2021–2027. Łączna wartość dofinansowania uzyskanego dla tych pięciu projektów wynosi 565,9 mln zł netto.

– Budowa gazociągu Kalisz–Sieradz jest jednym z projektów o najwyższym dofinansowaniu, złożonych w ramach I naboru wniosków o dofinansowanie z zakresu dystrybucji gazu, który został przeprowadzony przez INiG – PIB w ramach Programu FEnIKS. Zgodnie z celami programu, realizacja projektu pozwoli na rozwój nowoczesnej infrastruktury gazowej, przystosowanej do dystrybucji nie tylko gazu ziemnego, lecz także gazów zdekarbonizowanych – dodała **dr Ewa Kukulska-Zajac, p.o. dyrektora Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego w Krakowie**.

Jest to jedna z trzech kluczowych inwestycji, realizowanych obecnie przez Polską Spółkę Gazownictwa w województwie łódzkim. Rozpoczęcie robót budowlanych nastąpi w kwietniu br., natomiast zakończenie inwestycji przewidywane jest na grudzień 2027 roku. Pozostałe inwestycje obejmują budowę gazociągu wysokiego ciśnienia Łyszkowice–Koluszki–Brzeziny–Łódź oraz przebudowę „pierścienia łódzkiego”, najstarszej części sieci wysokiego ciśnienia wokół Łodzi.

Monika Borowska, Departament Komunikacji PSG



Wizyta prezesa PSG w GRDF

Sylwia Gładysz

Jacek Podgórski, prezes Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, przebywał z wizytą u francuskiego operatora systemu dystrybucyjnego gazu GRDF. Obydwie spółki w ubiegłym roku podpisały porozumienie o współpracy i od tego czasu systematycznie wymieniają się wiedzą i doświadczeniami, szczególnie w kwestiach związanych z dekarbonizacją sieci gazowej.

Celem wizyty było poznanie praktycznych aspektów francuskiego modelu zatłaczania biometanu do sieci gazowej. Program obejmował m.in. zwiedzanie przyłączonej do sieci GRDF biometanowni w Janze oraz stacji przepływu zwrotnego, należącej do francuskiego operatora systemu przesyłowego GRTgaz. W ramach spotkań z przedstawicielami oddziału terytorialnego GRDF w Bretanii omówiono także procedury dotyczące zatłaczania biometanu do sieci oraz wyzwania związane z tym procesem w poszczególnych regionach.

Drugiego dnia odbyło się strategiczne spotkanie prezesa Jacka Podgórskiego z Laurence Poirier-Dietz, prezes GRDF. Po nim zorganizowano warsztaty poświęcone ekonomicznym i technicznym aspektom przyłączania biome-



Wizyta Jacka Podgórskiego, prezesa PSG, w GRDF w stacji przepływu zwrotnego.



Jacek Podgórski, prezes PSG, podczas wizyty w biometanowni.

tanowni. Przedstawiono na nich francuskie rozwiązania, które stworzyły sprzyjające warunki do dalszego wzrostu i transformacji tego sektora, w tym ramy regulacyjne oraz mechanizmy finansowe.

Obecnie do sieci GRDF przyłączonych jest 731 biometanowni, co odzwierciedla dynamiczny rozwój rynku biometanowego we Francji od 2011 roku. Szczególnie intensywny wzrost tego sektora nastąpił w latach 2018–2022, po wprowadzeniu tzw. prawa do zatłaczania biometanu. Przyłączanie biometanowni stanowi kluczowy element strategicznego planu GRDF na lata 2024–2028, ukierunkowanego na dekarbonizację sieci gazowych.

Doświadczenia francuskiego operatora mogą stanowić wartościowy *benchmark* dla PSG, podkreślając znaczenie europejskiej współpracy w kształtowaniu możliwych kierunków zazieleniania infrastruktury gazowej. Polska Spółka Gazownictwa chce w najbliższych latach realizować ambitne cele dotyczące przyłączania ciepłownictwa, energetyki zawodowej i biometanowni.

Sylwia Gładysz, kierownik Biura Zgodności i Współpracy Międzynarodowej w PSG

Badanie Wodorowa Mapa Polski zakończone

Tomasz Pietrasieński

Celem badania było uzyskanie informacji o szacowanym potencjale przyszłego rynku wodoru w Polsce i miejscach jego ewentualnej koncentracji w podziale na województwa. Zebrane dane stanowią podstawę do dalszych prac w zakresie zdefiniowania zapotrzebowania rynku na usługę przesyłu wodoru.

Deklarowana produkcja będzie wzrastać od 2030 roku i osiągnie stabilny poziom 1,11 mln ton rocznie od 2040 roku, z największą koncentracją projektów na północnym zachodzie kraju. Zebrane dane o konsumpcji wodoru także pokazały trend wzrostowy, osiągając 1,27 mln ton w 2030 roku, aż do 2,62 mln ton w 2040 roku, z największym zapotrzebowaniem w regionie centralnym i południowo-zachodnim. Porównanie danych liczbowych o produkcji i konsumpcji wykazało potencjalny deficyt krajowej produkcji względem potencjalnego zapotrzebowania. Sytuacja ta może wskazywać na potrzebę dodatkowego importu wodoru na poziomie od 0,8 mln ton w 2030 roku do 1,4 mln ton w 2040 roku lub zwiększenia jego produkcji krajowej, tak aby zaspokoić deklarowane zapotrzebowanie. Brak istniejącej infrastruktury przesyłowej wodoru oraz dopiero rozwijająca się współpraca między producentami a konsumentami wodoru stanowią główne bariery dla powstania tego rynku.

Podmioty uczestniczące w ankiecie wskazały, że decyzje biznesowe dotyczące realizacji projektów wodorowych – zarówno w segmencie produkcji, jak i konsumpcji – są w pewnym stopniu uzależnione od powstania i przebiegu sieci przesyłu wodoru w Polsce. Badanie ankietowe GAZ–SYSTEM przeprowadził w II i III kwartale 2024 roku. W tym czasie zorganizowano między innymi dwa webinary, w których udział wzięło ponad 200 przedstawicieli rynku, reprezentujących różne obszary biznesowe.

Do analizy zakwalifikowano 178 projektów, które zawierały pełne informacje o projektach. Wyniki Wodorowej Mapy Polski stanowią podsumowanie zebranych ankiet. Zamieszczone dane mają charakter wyłącznie informacyjny i przedstawiają deklarowany przez ankietowanych potencjał produkcji i konsumpcji wodoru. Przedstawione informacje nie stanowią zobowiązania do podjęcia jakichkolwiek wiążących działań ani nie odzwierciedlają oficjalnego stanowiska GAZ–SYSTEM.

1. DEKLAROWANY POTENCJAŁ PRODUKCJI

Z przesłanych ankiet wynika, że wielkość produkcji wodoru od 2029 roku będzie stopniowo wzrastać. Od 2030 roku nastąpi znaczny przyrost produkowanego wodoru, natomiast od 2040 roku wielkość produkcji utrzyma się na stałym poziomie (1,11 mln ton H₂). Największa liczba deklarowanych

projektów produkcji wodoru znajduje się w północno-zachodniej części Polski, w województwach lubuskim, zachodniopomorskim i pomorskim. Na tym obszarze zlokalizowany jest również największy wolumen planowanej produkcji wodoru (0,84 mln ton H₂ w 2040 roku) i prognozowany najbardziej dynamiczny wzrost po 2030 roku w stosunku do pozostałych województw.

Z zebranych danych ankietowych wynika, że planowana moc elektrolizerów w 2030 roku wyniesie 5,6 GWe, a docelowa, w 2050 roku, osiągnie 9 GWe. Natomiast w Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku przewidziano zainstalowanie mocy elektrolizerów na poziomie 2 GWe.

Większość zgłoszonych w ankietach deklarowanych projektów produkcyjnych jest na etapie wstępnych analiz, co jest związane z dużą niepewnością inwestycyjną oraz wczesnym etapem rozwoju rynku wodoru w Polsce, w tym brakiem infrastruktury przesyłowej. Do zaplanowania sieci przesyłowej wodoru niezbędne będzie zweryfikowanie etapów realizacji każdego ze zgłoszonych projektów od momentu podjęcia decyzji inwestycyjnej do przekazania projektu do eksploatacji.

2. DEKLAROWANY POTENCJAŁ KONSUMPCJI

Deklarowana w ankietach wielkość konsumpcji wodoru od 2030 roku (1,27 mln ton) będzie wzrastać w znaczący sposób, osiągając 2,62 mln ton w 2040 roku i ustabilizuje się na poziomie 2,72 mln ton w 2050 roku. Największe zapotrzebowanie na wodór, na poziomie 2,13 mln ton (w 2040 roku), deklarują podmioty zlokalizowane w Wielkopolsce. Deklarowany potencjał produkcji zielonego wodoru w Polsce [mln ton H₂]



Przedstawione dane są wynikiem badania i odzwierciedlają deklaracje uczestników ankiety. Nie należy ich traktować jako wiążących prognoz.

kopolsce i południowo-zachodniej oraz centralnej części Polski: w województwach dolnośląskim, śląskim, mazowieckim i kujawsko-pomorskim. Główne sektory zgłaszające potrzebę konsumpcji to przemysł oraz elektrociepłownie. Podobnie jak w przypadku produkcji, większość projektów konsumpcyjnych zgłoszonych w ankietach jest na etapie wstępnych analiz.

Deklarowany potencjał konsumpcji zielonego wodoru w Polsce [mln ton H₂]



Przedstawione dane są wynikiem badania i odzwierciedlają deklaracje uczestników ankiety. Nie należy ich traktować jako wiążących prognoz.

3. DEKLAROWANY POZIOM MAGAZYNOWANIA

Łączna zadeklarowana pojemność magazynów to około 0,013 mln ton wodoru. Potencjał magazynowania wodoru w zestawieniu z zapotrzebowaniem na wodór jest niewystarczający, by wpływać na płynność funkcjonowania gospodarki wodorowej w Polsce. Opiera się wyłącznie na budowie trzech podziemnych magazynów wodoru.

Zainteresowanie korzystaniem z usługi magazynowania jest wysokie. 28 podmiotów z deklarujących produkcję 0,54 mln ton wodoru oraz 6 podmiotów planujących konsumpcję 0,04 mln ton wodoru zgłosiło potrzebę korzystania w przyszłości z tej usługi.

4. PODSUMOWANIE

Na podstawie zadeklarowanych danych ankietowych widoczne jest, że w celu zaspokojenia popytu na wodór wymagany będzie jego import, ponieważ krajowe zdolności produkcyjne odnawialnego wodoru planowane są na niższym poziomie niż zadeklarowane zapotrzebowanie. Przygotowanie koncepcji budowy systemu przesyłowego wodoru jest niezbędne w celu umożliwienia rozwoju rynku wodoru w Polsce, w tym również w zakresie zapewnienia luki popytowej (deficytu krajowej produkcji wobec zapotrzebowania) poprzez import wodoru. Mając na uwadze zgłaszane wielkości produkcji i konsumpcji wodoru, potrzeba infrastruktury do przesyłu wodoru pojawi się już w latach 2030–2035. Niezbędne jest zaprojektowanie „architektury” rynku wodoru w Polsce, która pozwoli powiązać ze sobą potencjał produkcji z potencjałem konsumpcji. Z badania wynika, że podmioty zainteresowane produkcją wodoru nie nawiązały współpracy z podmiotami planującymi jego konsumpcję. Rozproszone źródła wytwórcze, zlokalizowane w zbliżonych

Wstępna koncepcja sieci przesyłu zielonego wodoru w Polsce



obszarach, mogą zostać zagregowane do hubów wodorowych w celu uzyskania optymalnego rozwiązania techniczno-ekonomicznego.

Na podstawie zebranych informacji nasuwa się wniosek, że krajowa produkcja wodoru (0,5 mln ton) może być niewystarczająca w stosunku do zapotrzebowania już w 2030 roku (1,1 mln ton). Dynamiczny wzrost zapotrzebowania na wodór od 2030 do 2035 roku (2,4 mln ton) będzie mógł być zaspokojony przez krajową produkcję (1 mln ton) wodoru jedynie w 40 proc. Dane wskazują również, że potrzeba zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na wodór, na przykład poprzez import, może kształtować się na poziomie od 0,8 mln ton w 2030 roku do 1,4 mln ton w 2040 roku. Planowana wielkość magazynów (0,013 mln ton) odpowiada jedynie 0,5 proc. planowanej konsumpcji w 2035 roku. Z uwagi na niestabilność źródeł OZE oraz potrzebę stałego odbioru wodoru przez konsumentów niezbędna jest weryfikacja planów dotyczących budowy magazynów wodoru.

5. DALSZE DZIAŁANIA GAZ-SYSTEM

W ramach kolejnych kroków spółka zorganizuje warsztaty dla podmiotów uczestniczących w badaniu, w trakcie których szczegółowo zostaną przedstawione jego wyniki i plan dalszych działań GAZ-SYSTEM. Ponadto, spółka zamierza podjąć działania wspierające rozwój rynku wodoru w taki sposób, aby umożliwić podmiotom produkującym i wykorzystującym wodór nawiązanie relacji biznesowych, na przykład poprzez platformę wymiany informacji. GAZ-SYSTEM będzie również kontynuować prace analityczne dotyczące przygotowania pierwszej koncepcji krajowej sieci wodorowej, a także rozpocznie działania związane z opracowaniem studium wykonalności dla poszczególnych elementów infrastruktury przesyłu wodoru, zarówno w wymiarze krajowym, jak i transgranicznym.

Tomasz Pietrasieński, Pion Komunikacji Korporacyjnej i Marketingu, GAZ-SYSTEM

Patronat honorowy dla publikacji wyników badania Wodorowa Mapa Polski objęli: Ministerstwo Przemysłu oraz pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.

Środowiskowy i ekonomiczny wymiar legislacji – gaz a neutralność klimatyczna

Paweł Jamrozik

Kierunek neutralności klimatycznej, wyznaczony obowiązującym porządkiem prawnym Unii Europejskiej, determinuje systematyczne ograniczanie znaczenia gazów kopalnych w energetyce, aż do ostatecznego zaprzestania ich gospodarczego wykorzystania w perspektywie 2050 roku. Grupa Kapitałowa ORLEN TERMIKA, jako wiodący producent ciepła systemowego w kraju, przygotowała długoterminowy plan rozwoju majątku wytwórczego, pozwalającego na sprostanie oczekiwaniom regulacyjnym.

W ocenie prawodawcy unijnego gaz naturalny, jako emisyjne paliwo kopalne, powinien zostać wyłączony z miksu paliwowego przedsiębiorstw energetycznych najpóźniej w 2050 roku. Przedmiotowe podejście determinuje pewną „pomostowość”

w rynek niesie ze sobą konsekwencje nie tylko o charakterze ekonomicznym i środowiskowym, ale także w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego.

W ujęciu bezpieczeństwa energetycznego bezrefleksyjnie przyjęta ścieżka odstawienia jednostek wykorzystujących gaz naturalny może determinować niedobory energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym z uwagi na istotną chimeryczność i sezonowość odnawialnych źródeł energii. Przywołany problem już dzisiaj identyfikuje operator krajowego systemu przesyłowego, zgłaszając znaczną lukę mocową w okresie przejściowym oraz niemożność elastycznego reagowania na problemy systemu z uwagi na niesterowność jednostek wiatrowych czy farm fotowoltaicznych. Rezygnacja z paliw kopalnych nie pozostaje bez wpływu również na pewność dostaw energii cieplnej, zagrożonej z uwagi na brak wielkoskalowych rozwiązań OZE (poza biomasą). Pojawia się problem z pozyskaniem i pewnością strumieni ciepła odpadowego z przemysłu czy sektora komunalnego. Alternatywą dla odstawienia jednostek gazowych przed okresem ich podstawowej żywotności jest zastąpienie gazu naturalnego paliwami zdekarbonizowanymi, w tym zwłaszcza biometanem. Problemem przywołanego scenariusza jest znaczne ryzyko braku wystarczających wolumenów paliwa tego typu oraz jego przewidywany wysoki koszt, wynikający z ekonomicznej zależności popytu i podaży. Co ważne, pełne wykorzystanie zielonych paliw, począwszy od 2035 roku, przewidują założenia „Taksonomii UE”, czyli rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088. Zderzając powyższe z obecnym rynkiem biometanu czy zielonego wodoru oraz zasadami dostępności tych paliw w systemie dystrybucji/



Nowoczesne bloki gazowo-parowe są przystosowane do spalania biometanu.

gazu pomiędzy dekarbonizacją krajowej energetyki, opartej w głównej mierze na węglu, a pełną neutralnością klimatyczną, napędzaną odnawialnymi źródłami energii i ciepłem odpadowym. Dla tak wyznaczonego kierunku zasadne jest poddanie ustalonej ścieżki odejścia od gazu pod powtórny rozważenie oraz kalkulację „kosztu alternatywnego”, ponieważ tak istotna ingerencja legislatora

przesyłu gazu, celem życzeniowym wydaje się osiągnięcie założeń unijnych.

Kształt obecnej polityki klimatycznej ma jeszcze jedną, rzadziej dostrzeganą konsekwencję środowiskową, związaną z odstąpieniem od energetycznego wykorzystania metanu z odmetanowania nieczynnych kopalń węgla kamiennego. Wynikiem zaprzestania poboru metanu z historycznych wyrobisk węgla kamiennego będzie istotny przyrost niekontrolowanej emisji z terenów górniczych, a w następstwie znaczny przyrost gazów cieplarnianych w atmosferze. Niezaznajomieni z problematyką metanu górniczego powinni wiedzieć, że migracja tego gazu w kierunkach powierzchniowych ze starych zrobów jest zjawiskiem ciągłym i naturalnym, niezwiązanym z obecną aktywnością wydobywczą na danym obszarze [3]. Przyjmuje się, że zjawisko migracji niewybranych pokładów metanowych następuje po zakończeniu likwidacji kopalni węgla kamiennego i trwa kilka/kilkanaście lat – długość tego okresu uzależniona jest od procesu samoczynnego zalewania wyrobisk i geologicznych uwarunkowań lokalnych [2]. Bardzo ważne jest to, że metan jest silnym gazem cieplarnianym, odpowiadającym – w ocenie Komisji Europejskiej – za około jedną trzecią aktualnego ocieplania się klimatu. Dwutlenek węgla i metan zostały uznane przez UE za najbardziej znaczące gazy cieplarniane [5, 6, 7], przy czym w porównaniu z dwutlenkiem węgla metan charakteryzuje się znacznie wyższym współczynnikiem globalnego ocieplania. Szacuje się, że jest on 28 razy wyższy od współczynnika dwutlenku węgla w okresie pierwszych stu lat oraz aż 86 razy wyższy w okresie dwudziestu lat [4, 8]. Degradacyjny wpływ metanu na klimat, w tym zwłaszcza metanu w stanie wolnym, w pełni uzasadnia dalsze dziania w zakresie wychwytu/ekstrakcji metanu z terenów górniczych. Zasadność rewizji legislacji w zakresie metanu górniczego zwiększa równocześnie walor bezpieczeństwa surowcowego i energetycznego kraju, który powinien być nastawiony na racjonalne wykorzystanie własnych, rzadkich zasobów energetycznych [3].

Wyznaczona ścieżka transformacji sektora energetycznego w kierunku neutralności klimatycznej, determinującej odstąpienie od spalania gazów kopalnych, może przynieść wiele konsekwencji niezidentyfikowanych na etapie tworzenia prawa. W przypadku gazu naturalnego następstwem wymuszenia zmiany miksu energetycznego może być czasowa utrata konkurencyjności gospodarek europejskich z uwagi na skokową zmianę kosztów zmiennych produkcji energii, związaną z wprowadzeniem znacznie rzadszego/kosztocłonnego w produkcji surowca, jakim są gazy zdekarbonizowane. Alternatywą powyższego jest przeniesienie ciężaru produkcji energii na inne, odnawialne źródła energii, które z uwagi na swoją niesterowalność nie dają dostatecznej rękojmi ciągłości dostaw tak krytycznych dóbr jak energia elektryczna i ciepła. Również ewentualne, wcześniejsze odstąpienie od dalszej eksploatacji jednostek gazowych może powodować powstanie znacznych kosztów osieroconych w portfelach przedsiębiorstw energetycznych.



Takie silniki spalają m.in. metan pogórnicy w zakładzie PTER w Jastrzębiu-Zdroju.

W zakresie metanu z odmetanowania kopalń zasadny jest powtórny dialog regulacyjny, skierowany na powrót do racjonalizacji przepisów. Pozostawienie prawnego zrównania metanu górniczego z innymi emisyjnymi surowcami kopalnymi może w konsekwencji doprowadzić do nieprzewidzianych następstw środowiskowych, wywołanych negatywnym wpływem nieprzechwyconego metanu na stan atmosfery. Przykładem możliwych rozwiązań jest objęcie metanu z odmetanowania konstrukcją prawną stosowaną przy biomasie. Alternatywnym rozwiązaniem może być ustalenie mechanizmu kalkulacji pozytywnego efektu ekologicznego, związanego z unikniętą emisją metanu w stanie wolnym, który następnie mógłby zostać odliczony przez operatora instalacji od faktycznej emisji po spalaniu paliwa [1].

Paweł Jamrozik, ORLEN TERMIKA S.A., doktorant Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie

Bibliografia

- [1] P. Jamrozik, *W poszukiwaniu racjonalności legislacyjnej – problematyka wykorzystania metanu z odmetanowania kopalń w sektorze energetycznym, w perspektywie neutralności klimatycznej*, „Rynek Energii”, 2024.
- [2] N. Kholod, M. Evans, R. Pilcher, V. Roshchanka, F. Ruiz, M. Cote, R. Collings, *Global methane emissions from coal mining to continue growing even with declining coal production*, Journal of Cleaner Production/, 2020.
- [3] Z. Łukaszczyk, H. Badura, *Metan z kopalń węgla kamiennego jako zagrożenie górnicze i źródło energii*, „Rynek Energii”, 2022.
- [4] Z. Łukaszczyk, H. Badura, *Zielona energia z metanowego gazu kopalnianego*, Power Industry, 2017.
- [5] IPCC, *Guidelines for national greenhouse gas inventories*, 2006.
- [6] N. Szlązak, J. Swolwiek, *The impact of methane emitted from coal deposits on the state of the atmosphere*, „Inżynieria mineralna”, 2023.
- [7] https://www.esa.int/Applications/Observing_the_Earth/Copernicus/Sentinel-5P/Methane_detected_over_Poland_s_coal_mines
- [8] <https://cordis.europa.eu/article/id/422140-back-to-square-one-methane-emissions-are-rising-again-study-shows>

Zagrożenia dla tłoczni gazu w trybie „zimnej rezerwy” (cz. 1)

Robert Bocianowski, Daniel Gerwatowski

Niniejszy artykuł stanowi pierwszą część analizy zagadnienia problemowego, koncentrującego się na warunkach funkcjonowania EUROPOL GAZ S.A. w kontekście eksploatacji turboagregatów w trybie „zimnej rezerwy”. W opracowaniu przedstawiono identyfikację kluczowych zagrożeń oraz czynników wpływających na efektywność i funkcjonalność urządzeń pracujących w tym trybie. Omówiono również działania podejmowane przez zespół zadaniowy ds. wdrożenia trybu „zimnej rezerwy”, powołany w strukturach spółki, ze szczególnym uwzględnieniem wyzwań technicznych i organizacyjnych, z jakimi musiał zmierzyć się w procesie implementacji nowych rozwiązań.

System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu jamalskiego) stanowi istotne aktywo krajowej infrastruktury przesyłowej, będąc jednocześnie narzędziem do realizacji strategicznych celów związanych z bezpieczeństwem energetycznym i rozwojem tej infrastruktury. Podstawę prawną regulującą działalność EUROPOL GAZ S.A. (spółka) stanowią ustawy określające obowiązki i zasady działania w różnych obszarach.

Jednym z najważniejszych aktów prawnych jest ustawa z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne”, która m.in. reguluje obowiązki właściciela sieci przesyłowej oraz kwestie związane z umową o powierzeniu obowiązków operatora systemu przesyłowego.

W wyniku zmian w otoczeniu regulacyjnym i konieczności zapewnienia zgodności funkcjonowania w nowych realiach prawnych, spółka stanęła przed wyzwaniem utrzymania wymaganego prawem stanu technicznego części kubaturowej gazociągu, będącej częścią nieobjętą umową o powierzeniu. Na podstawie dokonanych analiz całego spektrum ryzyk związanych z dalszym działaniem spółki podjęto decyzję o zmianie rodzaju trybu eksploatacji tłoczni gazu i przejściu w tryb „zimnej rezerwy”.

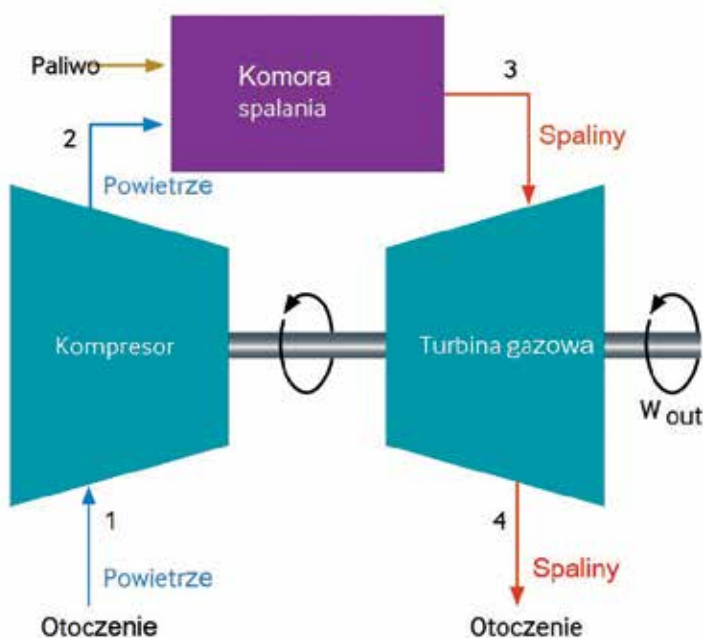
Przejście tłoczni gazu w tryb „zimnej rezerwy” wiązało się z licznymi wyzwaniami, zarówno technicznymi, jak i organizacyjnymi. Kadra techniczna spółki stanęła przed zadaniem przeprowadzenia procesu w sposób kontrolowany, minimalizujący ryzyko awarii i degradacji urządzeń oraz wpływający na optymalne w obecnych realiach zwiększenie prawdopodobieństwa przywrócenia gotowości maszyn w przyszłości. Do realizacji powyższych celów powołano w spółce zespół zadaniowy ds. wdrożenia trybu „zimnej rezerwy” tłoczni gazu.

Charakterystyka zestawów TUCO

Spółka posiada pięć obiektów kubaturowych, wykorzystywanych do sprężania i przesyłania gazu gazociągiem Jamał–Europa Zachodnia. Na wymienionych obiektach znajduje się 16 zestawów turboagregatów ssąco-tłoczących, składających się z turbiny gazowej GT10 (prod. Siemens) oraz kompresora 50P2 (prod. Dresser-Rand), każdy o mocy na wale napędowym turbiny wynoszącej do 25 MW (zgodnie z ISO).

Turboagregaty to kluczowe elementy tłoczni gazu, odpowiadające za napędzanie sprężarek zwiększających ciśnienie gazu ziemnego i wpływające na efektywność, niezawodność i wydajność systemu przesyłu gazu (rysunek). Omawiane zestawy maszyn stanowią złożony system techniczny, składający się z wielu współpracujących ze sobą układów, które współdziałały w sposób skoordynowany, zapewniający efektywne sprężanie gazu i stabilną pracę tłoczni. Ich tryb pracy wymagał zaawansowanych

Schemat turbiny gazowej i kompresora w układzie otwartym



Źródło: The International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). Open-cycle gas turbines: energy efficiency compendium;11; 2022; <https://www.ipeca.org/resources/energy-efficiency-compendium/open-cycle-gas-turbines-2022>

Zagrożenia wynikające z długotrwałego obniżenia gotowości eksploatacyjnej TUCO

Zdefiniowany obszar zagrożeń	Czynnik	Obszar oddziaływania	Skutek oddziaływania czynnika	Opis
Techniczny	Korozja	Elementy metalowe	Zniszczenie istotnych elementów TUCO	Wilgoć i kondensacja wewnątrz układów TUCO prowadzą do korozji.
	Degradacja	Układy olejowe/ smarowania	Niedrożność układów oleju smarowego	Zastój oleju smarowego może skutkować powstawaniem osadów, pogorszeniem jego właściwości smarnych oraz zapychaniem elementów układu
	Zanieczyszczenia	Wewnętrzne układy	Obniżenie sprawności układów chłodzenia i sprężania	Nagromadzenie cząstek stałych, takich jak kurz, piasek czy produkty utleniania, może wpłynąć na sprawność układów chłodzenia i sprężania
	Unieruchomienie/ zablokowanie	Części/elementy mechanizmów ruchomych	Uszkodzenie kluczowych elementów ruchomych TUCO	Elementy takie jak łożyska, wirniki czy wały mogą ulec odkształceniom i zatarciu z powodu długotrwałego unieruchomienia
	Starzenie	Materiały uszczelniające	Zniszczenie elementów uszczelniających	Uszczelki i przewody mogą tracić właściwości, co może prowadzić do nieszczelności w układach gazowych lub olejowych
	Uszkodzenia	Łopatki turbiny i wirnik	Zniszczenie istotnych elementów TUCO	Długotrwały przestój w niesprzyjających warunkach może powodować mikroszkodzenia kluczowych elementów
Ekonomiczny	Wzrost kosztów	Naprawy konserwacje	Wzrost kosztów eksploatacji w trybie „zimnej rezerwy”	Potencjalne zaniechanie czynności konserwacyjnych prowadzą do wzrostu kosztów napraw i generują konieczność wymian komponentów TUCO
	Utrata wartości	Aktywa spółki	Utrata wartości aktywów	Nieużytkowane zestawy TUCO tracą na wartości rynkowej, szczególnie w przypadku długotrwałego unieruchomienia
	Opóźnienia operacyjne	Czas przywrócenia gotowości operacyjnej	Wydłużenie czasu przywrócenia gotowości operacyjnej	Konieczność przeprowadzenia rozległych napraw lub przeglądów może wydłużyć czas reaktywacji, co wpływa na realizację zadań operacyjnych
Środowiskowy	Emisje	Atmosfera i grunt	Wyciek substancji eksploatacyjnych oraz substancji w postaci gazowej:	Rozszczelnienie układów i uwolnienie emisji gazów oraz uszkodzenia prowadzące do wycieków substancji smarnych lub innych .

Źródło: opracowanie własne na podstawie przeprowadzonych konsultacji.

technologii, precyzyjnej regulacji oraz systemów monitorowania i kontroli. Turbina GT10 pracuje w cyklu prostym, otwartym. Składa się z dwóch głównych elementów: generatora gazu i turbiny napędowej. Generator gazu wytwarza strumień spalin o odpowiedniej temperaturze i ciśnieniu, a energia tego strumienia wykorzystywana jest przez turbinę rozruchową do wytwarzania energii mechanicznej. Generator gazu zbudowany jest z niezależnych systemów technicznych, takich jak m.in. sprężarka, komora spalania, turbina sprężarki, układ sterowania łopatek wlotowych sprężarki, układ zapłonowy, czujniki płomienia, zawory wydechowe czy zintegrowany zbiornik oleju. Drugim elementem zestawu TUCO jest dwustopniowy kompresor ssąco-tłoczący typu 50P2 i – zgodnie z nazwą – jego rolą jest sprężenie i tłoczenie gazu ziemnego. W skład kompresora wchodzi następujące elementy: kadłub, głowice utrzymujące i elementy składające się na układ przepływowy – kanał wlotowy, kierownice wlotowe, tarcze kierownicze, pierścień powrotny i spirale wewnętrzne oraz wirnik.

Identyfikacja zagrożeń

Zmiana sposobu eksploatacji operacyjnej TUCO na eksploatację w trybie „zimnej rezerwy” oznaczała przejście z regularnej pracy urządzeń na ich długoterminowe wyłączenie, z jednoczesnym utrzymaniem realnego poziomu

prawdopodobieństwa do ponownego przywrócenia gotowości. Proces przejścia w tryb „zimnej rezerwy” wiązał się z minimalizacją kosztów operacyjnych, ograniczeniem zużycia komponentów oraz koniecznością wdrożenia procedur konserwacyjnych, potencjalnie wpływających na sprawność urządzeń w momencie ponownego przywrócenia gotowości operacyjnej. Aby zapobiec degradacji kluczowych komponentów i utrzymać możliwość przywrócenia zestawów do działania konieczna była identyfikacja zagrożeń. Zagrożenia wynikające z długotrwałego obniżenia gotowości eksploatacyjnej TUCO zostały zestawione w układzie tabelarycznym (tabela).

W tej części artykułu opisano identyfikację zagrożeń i czynników wpływających na funkcjonalność turboagregatów eksploatowanych w trybie „zimnej rezerwy”. Zreferowano również, w jaki sposób zmiana eksploatacji operacyjnej determinowała liczne wyzwania natury technicznej i organizacyjnej. W drugiej części artykułu zostaną przybliżone determinanty zachowania funkcjonalności turboagregatów gazowych w trybie obniżonej gotowości operacyjnej, wraz z macierzą oszacowanego ryzyka dla 50P2.

Robert Bocianowski, kierownik Działu Rozwoju i Inwestycji, Pion Strategii i Rozwoju, EUROPOL GAZ S.A.
Daniel Gerwałowski, ekspert, Dział Techniczny, Pion Infrastruktury, EUROPOL GAZ S.A.

Przyszłość energetyki: rewolucja AI, która zmienia zasady gry

Piotr Błach

Sztuczna inteligencja (AI) nie jest już technologią przyszłości – to teraźniejszość, która dynamicznie przekształca kolejne branże, w tym sektor energetyczny. W świecie, gdzie dane są cenniejsze niż złoto, a tempo zmian rynkowych nieustannie rośnie, AI otwiera nowe horyzonty, usprawniając bieżącą pracę.

AI w energetyce: od teorii do praktyki

Jeszcze do niedawna AI w energetyce była traktowana jako ciekawostka. Dziś to nieodzowny element strategii firm dążących do optymalizacji procesów. Branża energetyczna, codziennie generująca ogromną liczbę danych i polegająca na zmiennych i roz-



proszonych źródłach OZE, potrzebuje rozwiązań umożliwiających ich analizę, prognozowanie generacji z OZE, prognozowanie cen na poszczególnych rynkach oraz w obszarze zarządzania rozproszonymi zasobami.

Wirtualny Asystent Tradera od Transition Technologies-Systems

Polska firma Transition Technologies od lat wdraża innowacyjne rozwiązania IT w sektorze energetycznym. Integracja sztucznej inteligencji to naturalny krok w rozwoju jej produktów. Najnow-

szym osiągnięciem jest Wirtualny Asystent Tradera – interaktywny chatbot, który gromadzi i systematyzuje dane rynkowe, prezentuje informacje w formie tabel, wykresów i podsumowań, a także dostosowuje analizy do aktualnych potrzeb użytkownika. Dzięki połączeniu z Centralnym Repozytorium Danych użytkownicy tego rozwiązania mają dostęp nie tylko do publicznych danych rynkowych, ale również danych z poszczególnych aplikacji z grupy LUXtrade. TT-Systems kładzie ogromny nacisk na bezpieczeństwo swojego rozwiązania, dlatego całość będzie znajdować się na zasobach firmy włącznie z modelem. Odpowiednio dobrany model, wraz z zapewnionym kontekstem analizowanych danych, sprawia, że analizy są pewniejsze niż w przypadku użycia standardowych rozwiązań LLM.

AI to nie tylko LLMy

W swoich działaniach firma wskazuje, że oprócz dużych modeli językowych (LLM) istotną rolę będą pełniły modele i metody funkcjonujące w świecie AI od dłuższego czasu. Rozproszenie energetyki sprawia, że zapotrzebowanie na narzędzia do prognozowania generacji z OZE czy do zarządzania i koordynacji portfelem OZE stale rośnie. Odpowiedzią na to zapotrzebowanie jest produkt TT-Systems Energy Link, który w portfelu firmy znajduje się od kilku lat.

AI zmienia zasady w branży energetycznej

Nie ma wątpliwości – AI zmienia zasady gry w branży energetycznej. Transition Technologies-Systems jest w awangardzie tych zmian, dostarczając innowacyjne rozwiązania, które wraz z istniejącymi produktami tworzą spójną całość, zapewniając obsługę wszystkich obszarów związanych z handlem energią. Podczas całego procesu TT-Systems stawia na bezpieczeństwo danych, tak aby klienci mieli pewność, że ich dane przyniosą wartość tylko ich firmom.

Piotr Błach, kierownik zespołu ds. rynku OZE Transition Technologies-Systems

Konferencja Energas 2025

– IX edycja

Aneta Prusak

W terminie 29–31 stycznia 2025 roku w hotelu Kocierz Resort w Targanicach odbyła się kolejna, dziewiąta edycja Konferencji Techniczno-Naukowej Energas 2025. Jej tematem były „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”. W spotkaniu udział wzięło ponad 130 osób z branży gazowniczej.

Konferencję zorganizowały Politechnika Śląska w Gliwicach oraz Gascontrol Polska sp. z o.o. W radzie naukowej zasiędlili profesorowie z Katedry Techniki Ciepłej: prof. dr hab. inż. Andrzej Szlęk, prof. dr hab. inż. Ireneusz Szczygieł oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski, profesor Politechniki Śląskiej.

Konferencja Energas 2025 odbyła się pod patronatem Izby Gospodarczej Gazownictwa. Partnerami głównymi konferencji były ORLEN S.A. oraz PICARRO S.A.R.L. Partnerem konferencji była również Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., a partnerami wspierającymi ANTICOR sp. z o.o., ARMA – POL P.R.U.H., AUMA Polska sp. z o.o., BROEN POLAND sp. z o.o., DB Instalacje sp. z o.o., EMET – IMPEX S.A., Endress+Hauser Polska sp. z o.o., FILTAN Bau- und Anlagentechnik GmbH, KROHNE Polska sp. z o.o., METKOM KRÓL sp. z o.o. oraz POLNA S.A. Patronat medialny nad wydarzeniem objęły „Przegląd Techniczny” oraz Wysokie-Napięcie.pl.

Podczas konferencji zaprezentowano cztery panele tematyczne. Pierwszy związany był z kierunkami rozwoju rynku gazowego w Polsce, mającymi na celu zwiększenie niezależności dostaw paliwa, ze szczególnym uwzględnieniem biometanu i wodoru. Omówiono innowacyjną technologię Power to Gas, umożliwiającą przekształcanie nadwyżek energii elektrycznej w gaz, który można magazynować lub przesyłać istniejącą infrastrukturą gazową. Przedstawiono biometan jako alternatywę dla gazu ziemnego w dystrybucyjnych sieciach gazowych oraz bioLNG, stanowiący sposób na dekarbonizację paliw gazowych. W ramach pierwszego panelu tematycznego zaprezentowano też program budowy stacji tankowania pojazdów sprężonym (CNG) i skroplonym (LNG) gazem ziemnym (biometan) oraz nowoczesne rozwiązania stosowane w armaturze przeznaczony dla biometanu i wodoru. Przedstawiono również zakres działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa w 2024 roku.

Drugi dzień obrad wypełniły dwa panele prezentacyjne. Pierwszy dotyczył nowoczesnych technologii wykorzystywanych w gazownictwie. Przedstawiono techniki opomiarowania gazu ziemnego i wodoru oraz układy technologiczne przygotowania i podgrzewu gazu dla potrzeb realizacji elektrociepłowni gazowo-parowych. Omówiono transformację energetyczną i dekarbonizację systemów ciepłowniczych w krajach Europy Wschodniej poprzez integrację niskotemperaturowych odnawialnych i odpadowych źródeł ciepła z obecnie wysokotemperaturowymi systemami ciepłowniczymi. W ramach panelu przedstawiono nowoczesne rozwiązania dotyczące urządzeń do oczyszczania gazu ziemnego z cząstek stałych, armatury do przesyłu gazu ziemnego oraz napędów elektrycznych armatury, w celu zwiększenia niezawodności i większej kontroli nad instalacjami. Odbyła się

również prezentacja i warsztaty dotyczące oprogramowania do wykrywania i analizowania wycieków metanu.

Kolejny panel tematyczny dotyczył eksploatacji i ochrony gazociągów. W jego ramach omówiono kwestię zastosowania specjalistycznych powłok przeciwkorozyjnych w branży energetycznej, zorganizowano też warsztaty prezentujące m.in. pojazd umożliwiający szybkie i skuteczne badanie wycieków gazu ziemnego.

Trzeciego dnia obrad odbyła się ostatnia sesja tematyczna, dotycząca innowacji w gazownictwie. Omówiono nowinki technologiczne związane ze zbiornikami ciśnieniowymi i magazynowymi, w tym również zbiorniki na potrzeby biogazu. Przedstawiono innowacyjne rozwiązania w zakresie reduktorów ciśnienia. Na zakończenie konferencji poruszona została kwestia ewentualnego wykorzystania amoniaku jako alternatywnego paliwa dla turbin gazowych.

Sytuacja runku gazowego w Polsce i na świecie obecnie jest dynamiczna i trudno w sposób jednoznaczny przewidzieć kierunek jego rozwoju. Czy dynamiczny rozwój rynku gazu w Polsce, wzrost znaczenia biometanu i wodoru oraz rozwój energetyki gazowej w świetle dekarbonizacji gospodarki zagwarantują gazownictwu stabilną pozycję? Jakie znaczenie mają przy tym wyzwania technologiczne, prawne i organizacyjne? Na te i inne pytania postaramy się odpowiedzieć przy okazji kolejnej, jubileuszowej edycji ENER GAS, zaplanowanej na 28–30 stycznia 2026 roku.

Po więcej informacji zapraszamy na stronę www.konferencja-energas.pl

Aneta Prusak, Gascontrol Polska



Patronat Honorowy:



Partner Główny:



PICARRO

Partner:



Partner wspierający:



Współorganizator:



Patronaty medialne:



Szukajmy białego wodoru i jego izotopów

Andrzej P. Sikora

W 2020 roku została przyjęta europejska strategia wodorowa, która zakładała uruchomienie do 2030 roku w Europie elektrolizerów o mocy 40 GW, które wyprodukują do 10 mln ton wodoru. Drugie tyle surowca Unia Europejska chce importować, aby pokryć zapotrzebowanie europejskiego przemysłu. Już pięć lat temu pytałem, czy to jest właściwa droga? Unia postawiła na wodór w zielonej transformacji przemysłu. Bardzo wolno toczą się prace nad przepisami, które wprost dotyczą rynku wodoru i mają określić zasady działania na nim.

Należą do nich m.in. opublikowane 13 lutego 2023 roku przez Komisję Europejską dwa akty delegowane, wymagane na mocy ww. dyrektywy w sprawie energii odnawialnej. Mamy opublikowaną definicję odnawialnego wodoru, a także wymagania dotyczące produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych dla wytwórców zarówno z państw członkowskich UE, jak i z spoza nich. W pierwszym akcie delegowanym określono warunki, na jakich wodór, paliwa wodorowe lub inne nośniki energii można uznać za paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego (ang. RFNBO – *Renewable Fuels of Non-Biological Origins*). Akt ten wyjaśnia też zasadę „dodatkowości” mocy zasilającej elektrolizę, ale ta technologia jest nieefektywna. Musimy znaleźć nową. Drugi akt delegowany zawiera metodę obliczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (tu mieści się także wodór). Metoda ta uwzględnia emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia paliw, w tym emisje w segmencie wydobywczym, emisje związane z pobieraniem energii elektrycznej z sieci, z przetwórstwa oraz emisje związane z transportem tych paliw do konsumenta końcowego. Metodyka wyjaśnia również, w jaki sposób obliczać emisje gazów cieplarnianych z wodoru odnawialnego lub jego pochodnych w przypadku, gdy jest on wytwarzany w zakładzie wykorzystującym paliwa kopalne.

Najszerzej dziś wykorzystywanym surowcem do produkcji wodoru jest najprostsz węglowodór – metan (gaz ziemny), a wytworzony z niego wodór jest kwalifikowany jako wodór szary, czyli wyprodukowany z surowców kopalnych, najczęściej w procesie reformingu parowego. Szary wodór produkowany jest również (ale z mniejszą efektywnością) z innych węglowodorów, albo w procesie zgazowania węgla kamiennego lub brunatnego (choć tu głównym źródłem wodoru jest woda biorąca udział w procesie zgazowania).

Wodór pozyskiwany z tych dwóch rodzajów węgla zazwyczaj nazywa się również wodorem szarym, ale także czasami (odpowiednio) wodorem czarnym i brązowym. Jeśli do produkcji wodoru z paliw kopalnych zastosujemy metody wychwytu CO₂, (np. CCS – *Carbon Capture and Storage* lub CCU – *Carbon Capture and Utilization*) to otrzymujemy wodór niebieski. Niebieski wodór otrzymywany jest również w procesie pirolizy gazu ziemnego dzięki ciepłu wytwarzanemu z energii elektrycznej.

Otrzymywane w tym procesie produkty to wodór cząsteczkowy i węgiel w postaci stałej (nie ma potrzeby wychwytu CO₂, a w przypadku pozyskiwania energii z OZE proces jest prawie nieemisyjny). Natomiast wodór zielony, całkowicie nieemisyjny, powstaje w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem źródeł OZE. Zielony wodór można też wytwarzać w procesach rozkładu np. biomasy. Z punktu widzenia polityki klimatyczno-energetycznej UE zielony wodór rozważany jest jako najbardziej perspektywiczny nośnik energii i jedyne przyszłościowe źródło wodoru. W tabeli 1 opisane są znane nam sposoby pozyskiwania wodoru. Skoro wodór z elektrolizy, to powstaje proste pytanie: skąd czerpać czystą wodę do elektrolizy? Nieefektywnej elektrolizy? Zainteresowanych takim pozyskiwaniem wodoru odsyłam do wcześniejszych publikacji^{2,3}. Woda na Ziemi jest powszechna, ale dla pozyskania wodoru (przy obecnych technologiach) powinna zostać zdemineralizowana i oczyszczona. Super jeśli jest to woda czysta, destylowana. Do produkcji wodoru na drodze elektrolizy potrzeba około 46 kWh energii elektrycznej i około 10 l wody pobranej do uzdatnienia i demineralizacji i degazacji. To czy może mamy ten wodór dostępny inaczej?

I tu pojawia się kopalny wodór⁴, którego geologia niedawno praktycznie nie istniała. Geologia wodoru nie istnieje? No tak. Kto nie szuka, nie znajduje... Rezerwy są potencjalnie ogromne – twierdzą badacze z Centralnego Centrum Naukowego Zasobów Energetycznych Amerykańskiej Służby Geologicznej. „Zakres niepewności jest bardzo duży, od może tysięcy do miliardów megaton. Jeśli skupimy się na wartości mediany, będzie ona rzędu dziesiątek milionów megaton, a my staraliśmy się zachować konserwatywność dotyczącą danych wejściowych⁵, które podawaliśmy w zakresie wartości, które wydawały się rozsądne”.

Pozyskiwanie naturalnego wodoru może stanowić problem podobny do wydobycia złota, o którym wiadomo, że występuje w wodzie morskiej. Szacuje się, że na każde 100 milionów ton (MT) wody morskiej przypada około jednego grama złota, zatem jego zebranie kosztowałoby znacznie więcej niż wartość samego złota. Jednak nawet ostrożne szacunki wskazują na ogromny, niewykorzystany potencjał zasobów wodoru w porównaniu z prognozowanym popytem. „Obecnie szacuje się, że do 2050 roku światowe zapotrzebowanie na wodór będzie wynosić około 500 megaton rocznie. Gdybyśmy mieli 10 milionów megaton

Tabela 1. Technologie pozyskiwania wodoru – procesy i surowce

Parowy reforming CH ₄	Najpowszechniejszy przemysłowy proces produkcji wodoru. Zastosowanie wychwyty CO ₂ daje niebieski wodór. Jednak takie rozwiązania drastycznie podnoszą CAPEX i OPEX.
Piroliza CH ₄	Proces w zasadzie nie jest stosowany przemysłowo. Rozwijany m.in. przez BASF. Produktem jest wodór i węgiel w postaci sadzy. Perspektywnie podwójna redukcja CO ₂ – z produkcji wodoru i sadzy technicznych. Przy zastosowaniu energii z OZE – technologia bezemisyjna, tania i niskoenergetyczna.
Częściowe utlenianie metanu	Proces półspalania – mniejsze zapotrzebowanie na energię, ale mniejsza wydajność wodoru z jednostki gazu ziemnego. Niższe koszty wodoru. W przypadku wychwyty CO ₂ możliwe uzyskanie niebieskiego wodoru
Piroliza węglowodorów	Stosowana powszechnie w rafineriach jako źródło wodoru do procesów hydrokrakingu i hydroreformingu. Surowcem mogą być odpady produkcyjne.
Piroliza węgla	W koksowniach gaz koksowniczy uzyskiwany ubocznie w produkcji koksu, tani surowiec, ale kłopotliwy w wyodrębnianiu wodoru.
Termoliza wody	Proces na etapie badań. Wysokotemperaturowy proces (katalitycznego) rozkładu wody na wodór i tlen. Był rozpatrywany jako proces prowadzony z użyciem energii jądrowej, obecnie w kontekście zastosowania skoncentrowanej energii słonecznej lub prądu z OZE. Kłopoty z rekombinacją i separowaniem wodoru od tlenu.
Pętle chemiczne	(Na przykład jodowo-SO ₂ , FE = para wodna, Zn+ para wodna Al + woda, wapń + woda itd.) Badane perspektywiczne procesy zagospodarowania energii OZE w postaci ciepła. Duże perspektywy obniżenia kosztów inwestycji i w kontekście przechowywania pośrednich produktów jako pośrednich magazynów energii (główny kierunek).
Hydrogazowanie węgla	Proces analogiczny do parowego reformingu gazu ziemnego. Bardzo duża energochłonność, wysokie koszty inwestycyjne, powstaje dużo trudnych do zagospodarowania produktów ubocznych (kwaśna woda, smoły, benzopireny itd.), przy wychwyty i sekwestracji CO ₂ możliwa produkcja niebieskiego wodoru.
Piroliza biomasy	W szczególnych warunkach prowadzenia procesu wodoru powstaje jako produkt uboczny w ilości od kilku do ponad 20% suchej masy. Jeśli proces prowadzony jest głównie w kierunku innych produktów, jest to tanie źródło zielonego wodoru (do podgrzewania stosuje się spalanie części produktów). Problem z dostępnością dużych strumieni biomasy.
Hydrogazowanie biomasy	Wydajny i tani proces produkcji zielonego wodoru, o ile w procesie zastosuje się energię z OZE. Problem z dostępnością dużych strumieni biomasy.
Biofotokonwersja (sinice wodorowe)	Całkowicie czysty proces fotosyntezy niektórych sinic z wydzieleniem wodoru. Bardzo małe wydajności, niska koncentracja wodoru.
Fermentacja wodorowa	Wydajny proces, wykorzystujący beztlenową termofilną fermentację wodorową. Duże strumienie produktów ubocznych. Konieczność stosowania specyficznych rodzajów biomasy (niska dostępność). Niskoenergetyczny proces produkcji zielonego wodoru przy niskim CAPEX.
Elektrofotokatalityczny rozkład wody	Proces produkcji zielonego wodoru bezpośrednio na fotoogniwach o specjalnej budowie. W trakcie rozwoju. Duże problemy związane z bardzo rozproszonymi mikrostrumieniami wodoru. Trwają prace nad stworzeniem odpowiednich katalizatorów, membran przezroczystych itd.
Elektroliza wody, energia z sieci	Dobrze opanowany proces, wykorzystujący stabilne źródła prądu. Dojrzały technologicznie kompleks urządzeń. Bardzo wysoki CAPEX i OPEX. Wysoki koszt wodoru (niezielonego).
Elektroliza prądem z OZE	Rozwijany proces produkcji zielonego wodoru – umożliwia zagospodarowanie nadwyżek energii el. z OZE trudnych do wykorzystania. Wysoki CAPEX, umiarkowany OPEX, trudności z zasilaniem z niestabilnych źródeł. Bardzo dojrzałe technologie. Do rozwinięcia procesy sterowania i wykorzystania dużych wahań parametrów zasilania.

Źródło: Opracowanie własne ISE.

pod powierzchnią i moglibyśmy z tego odkryć tylko 1 proc., a ten 1 proc. byłby wystarczająco płytki i możliwy do znalezienia, i moglibyśmy to wydobyć ekonomicznie, to wystarczyłoby na wydobycie wszystkich tych 500 megaton rocznie przez 200 lat”⁶. A najbliższe nam zidentyfikowane złożo jest we francuskiej Lotaryngii. We Francji geologom udało się znaleźć bardzo duże pokłady czystego, 96-procentowego metanu, ale po zejściu sondy na 800 metrów zauważono znaczny skok stężenia innego gazu – wodoru. Wynosił on już 6% i ciągle rósł. Na poziomie 1100 metrów przekroczył 15%. Geolodzy prognozują, że stężenie wodoru może być jeszcze wyższe na większych głębokościach. Ich szacunki pokazują, że na poziomie 3000 metrów stężenie cennego gazu może wynosić nawet 90%. A tam, nawet statystycznie tylko rzecz biorąc, pojawiają się izotopy wodoru. Oznaczałoby to, że pod ziemią może znajdować się nawet 46 mln ton białego wodoru, co odpowiada ponad połowie światowej rocznej produkcji

szarego wodoru, który wytwarzany jest w procesie reformingu gazu ziemnego. Obecnie na świecie szary wodór stanowi 80% całego wodoru⁷.

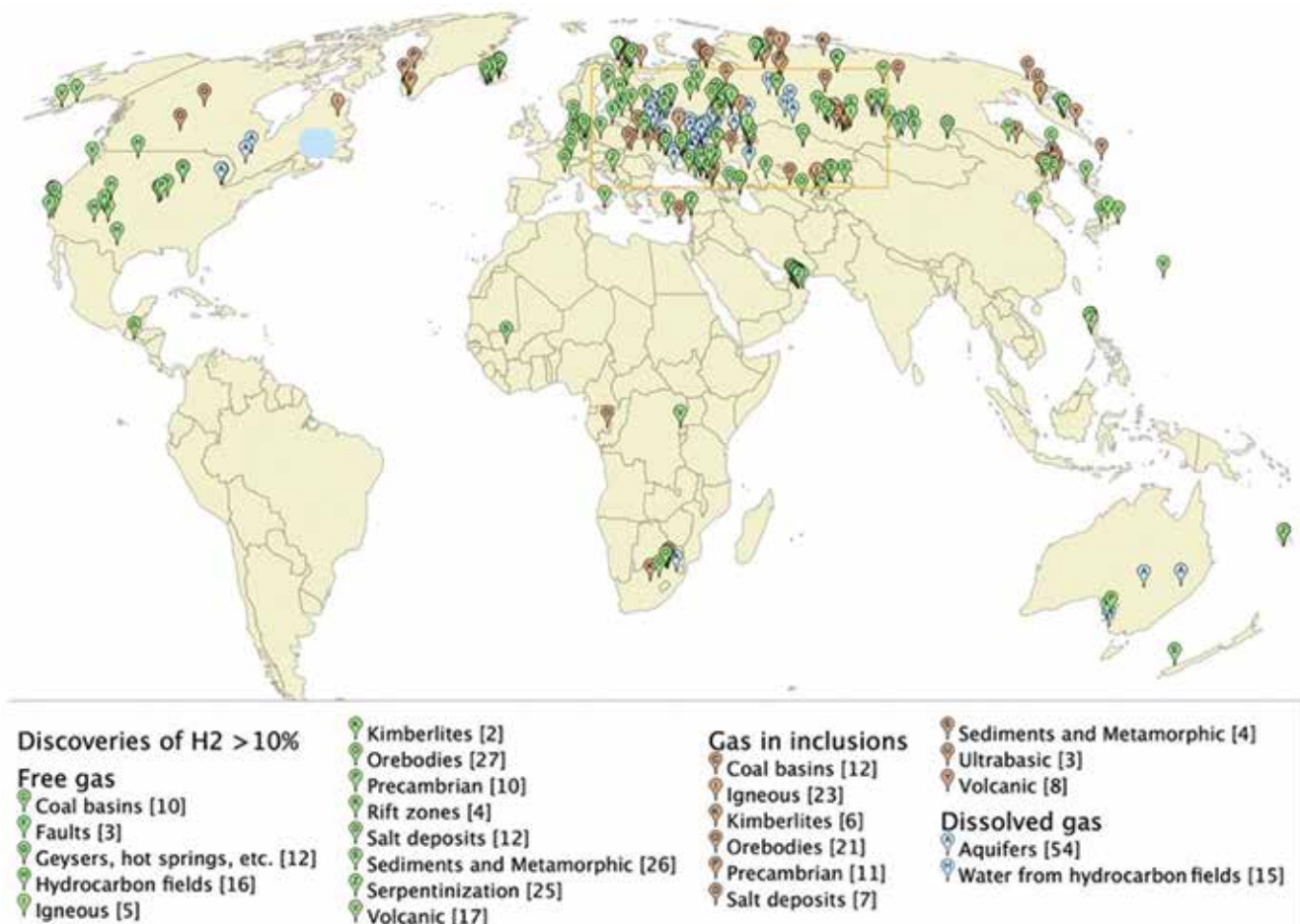
Nawet sceptycy potwierdzają istnienie procesów tworzenia się naturalnego wodoru w skorupie ziemskiej, co nie jest równoznaczne z tworzeniem się złóż naturalnego wodoru, tak jak jednak było w Mali w Bourakebougou⁸. W poszukiwaniu naturalnych, podziemnych złóż wodoru angażują się najbogatsi – dwóch miliarderów Jeff Bezos i Bill Gates⁹ przez startup Koloma, który zajmując się czystymi paliwami, ogłosił plany wykorzystania wiedzy specjalistycznej w zakresie węglowodorów do poszukiwania białego wodoru. Także Fortescue, jedna z największych australijskich firm górniczych, postanowiła zainwestować w poszukiwanie podziemnego wodoru¹⁰, kupując firmę HyTerra w Australii. W przyszłości Fortescue zamierza zainwestować około 60 miliardów dolarów w poszukiwanie i eksploatację naturalnego wodoru.

Tabela2. Technologie produkcji wodoru – porównanie wybranych parametrów

Technologia	Zużycie energii na 1 kWh/1 Nm ³ H ₂	CAPEX (względny, w porównaniu z reformingiem parowym)	OPEX (względny)	Poziom dojrzałości technologicznej	Sprawność procesu [%]	Koszt 1 kg H ₂ (względny, w porównaniu z reformingiem parowym)
Parowy reforming CH ₄	2,4	1	1	PRODUKCJA	70–80	1
Piroliza CH ₄	1,1–1,3	0,8	0,4–0,5	R&D+++	65–80	0,5
Częściowe utlenianie CH ₄	2–3	1,2	0,7	PRODUKCJA	45–70	1,1
Piroliza węglowodorów (w tym odpadów)	4–5	0,8	0,8	PRODUKCJA	40–60	0,8
Piroliza węgla	7–8	4	3,2	PRODUKCJA	35–55	0,7
Termoliza wody	12	6–10	3	R&D+	60–70	5–6
Pętle chemiczne (np. jodowo-SO ₂ , FÉ = para wodna, Zn+ para wodna itd.)	1,7	2–4	0,7	R&D+	30–80	0,9–2,3
Hydrogazowanie węgla	8,7	5–7	3–4	PRODUKCJA	50–70	2,2
Piroliza biomasy	0,6–0,8	0,3	1,2	PRODUKCJA	35–50	1,2
Hydrogazowanie biomasy	1,2–2,8	0,5	1,1	PRODUKCJA/R&D	60–80	0,7–1,3
Biofotokonwersja (sinice wodorowe)	0	3	0,2	R&D+++	5	0,4
Fermentacja wodorowa (ciemna)	0,1	0,5–2	1,8	R&D+++	60–80	0,7–1,2
Elektrofotokatalityczny rozkład wody	3–5	3–5	0,2	R&D+	10	3–6
Elektroliza wody z użyciem prądu sieciowego	4,9	0,2	4–5	PRODUKCJA	65–75	4–6
Elektroliza wody prądem z OZE	4,4	0,7–1,2	4–8	PRODUKCJA	65–75	2,8–5

Źródło: Opracowanie własne. Kolor w tabeli oznacza „kolor” uzyskiwanego w procesie wodoru.

Zidentyfikowane złoża wodoru z zawartością ponad 10 proc. objętości gazu



Źródło: <https://www.reutersevents.com/renewables/renewables/geological-hydrogen-deposits-may-point-inexhaustible-resource>



WEST TOKAMAK w CEA (akronim Wolfram Environment in Steady-state Tokamak, W to symbol chemiczny tungstenu, czyli wolframu).

Źródło: <https://irfm.cea.fr/en/west/>

Poszukiwania prowadzone są na perspektywnym obszarze Stanów Zjednoczonych między Kanas City a Wichita. I tam pojawiają się już w niewielkich ilościach izotopy wodoru, na których tak bardzo nam zależy w fuzji jądrowej.

Najciekawsze są deuter i tryt – izotopy wodoru (który nie ma neutronu w jądrze, tylko jeden proton, stąd nazwa prot i liczba masowa równa 1 – aż 99,985 proc. atomów wodoru to prot właśnie), deuter o liczbie masowej równej 2 (zawiera proton i neutron) oraz tryt o liczbie masowej równej 3, gdzie neutrony są aż dwa przy jednym protonie. Fuzja jądrowa jest źródłem energii Słońca – to proces, w którym dwa atomy wodoru łączą się ze sobą, tworząc atom helu. W trakcie reakcji część masy wodoru zamienia się w energię. Reakcją, którą najłatwiej przeprowadzić jest fuzja deuteru z trytem, w wyniku której powstaje hel, neutron i bardzo dużo energii. Na Ziemi deuter występuje w wodzie naturalnej (tzw. ciężka woda, czyli woda naturalna, w której atomy wodoru zostały zastąpione atomami jego izotopu, czyli deuteru), natomiast tryt może być produkowany w reakcji fuzji neutronu (powstałego w reakcji fuzji) z litem. Lit jest metalem lekkim, również powszechnie występującym w naturze. Reakcja fuzji jądrowej może być niewyczerpalnym źródłem energii. W lutym 2025 roku agencje podały¹¹, że francuski reaktor WEST Tokamak pobił światowy rekord, utrzymując reakcję fuzji przez ponad 22 minuty, bijąc dotychczasowy, chiński rekord. Naukowcy zdołali podgrzać plazmę do 50 mln °C i utrzymać ją w stabilnym stanie przez rekordowe 1337 sekund (ponad 22 minuty). Jest to wzrost o 25% w porównaniu z poprzednim, chińskim rekordem (ich tokamak w styczniu utrzymał reakcję przez 1066 sekund¹²).

„(...) Jednak stworzenie reaktora, który generowałby więcej energii, niż zużywa, pozostaje wyzwaniem. Największą trudnością jest nie samo wywołanie fuzji, lecz stworzenie warunków, w których reakcja stanie się samowystarczalna. Oznacza to utrzymanie temperatur w zakresie 100–150 milionów °C, odpowiedniego ciśnienia oraz stabilności plazmy przez długi czas. Perspektywa, że cokolwiek mogłoby w tej temperaturze wymknąć się spod kontroli jest bardzo nieprzyjemna, dlatego tokamaki wykorzystują gigantyczne magnesy i ekranowane ściany (często zbudowane z wolframu), aby zatrzymać reakcję. Wymaga ona również zaawansowanych systemów magnetycznych i ekranowania ścian reaktora, aby zapobiec erozji i zanieczyszczeniom. Choć WEST Tokamak nigdy nie będzie komercyjnie produkować energii, to francuski sukces toruje drogę do ITER – gigantycznego między-

narodowego projektu, który ma być pierwszym reaktorem zdolnym do wytwarzania więcej energii, niż sam zużywa. Zapowiedziano już kolejne testy, które mają wydłużyć czas trwania reakcji i zwiększyć jej temperaturę”¹³. To nie oznacza *perpetuum mobile*, a jedynie to, że słynne $E = mc^2$ staje się faktem. Masa atomów wodoru łączących się do helu uwalnia olbrzymie ilości potrzebnej nam energii.

Żyjemy w ciekawych czasach. Zobaczymy, czy tak jak 30 lat temu telefon komórkowy otworzył nowy rozdział w komunikacji, tak dziś wodór ze swoimi izotopami – wodór kopalny – otworzy nowy rozdział energetycznej historii świata?

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

Bibliografia

- ¹ <https://e-magazyny.pl/magazyny-energii/elektroliza-wody-metoda-produkcji-zielonego-wodoru/>
- ² 1) A. Sikora, *Ad vocem na 6 powodów, dla których wodór nie będzie paliwem przyszłości*, CIRE 16/01/2023, <https://wodor.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/ad-vocem-na-6-powodow-dla-ktorych-wodor-nie-bedzie-paliwem-przyszlosci>
- 2) A. Sikora, *Skąd czerpać wodę do produkcji wodoru?*, „Chemia przemysłowa” 2/2023 (831) ISSN1734-8013 58.14.12.0 s. 103–109.
- 3) A. Sikora, *Zauroczone wodorem. Dlaczego wodór będzie paliwem XXI w.*, „Przegląd Gazowniczy” nr 2(27) czerwiec 2023 r. s. 8–9
- 4) A. Habryń, A. Sikora, *Efektywne metody redukcji ditlenku do tlenku węgla kluczem do masowej produkcji syntetycznych paliw zeroemisyjnych*, INSTAL 9/2023 (454) ISSN 1640-8160 oraz e-ISSN 2956-6738 s.14–15. Także 15/09/2023 CIRE: <https://www.cire.pl/filemanager/Materia%20C5%82aw%20Drozdowski%20/45238e36e1fd09941ea96c-c8b7537e7fc30984f5337f8877ad24361bc1276767.pdf>
- 5) A. Sikora, *Właśnie w tym kontekście. Moc gwiazd, energia z kosmosu, era węglowodorów*, STACJE PALIW – SPRZEDAŻ DETALICZNA – RAPORT STACJA BENZYNOWA & CONVENIENCE STORE – RAPORT 2023 Wydanie Specjalne Stacje Paliw – Sprzedaż detaliczna lipiec – sierpień 2023, sStr. 46–49. Brog 2B.
- ³ <https://swiatoze.pl/czy-wodor-naprawde-jest-paliwem-przyszlosci-i-kluczem-do-swiatowej-transformacji-energetycznej-analiza/>
- ⁴ A. Sikora, *Perspektywy zmiany z punktu widzenia Majmonidesa?*, „Kierunek Chemia” 1/24 (848) ISSN1734-8013 s. 81–86. Także: https://www.kierunekbmp.pl/Resources/magazyn/1_2024_chemia_portal.pdf
- ⁵ Cytat za Geoffrey Ellis – geolog badawczy z Centralnego Centrum Naukowego Zasobów Energetycznych amerykańskiej Służby Geologicznej (tłumaczenie własne), <https://www.energy.senate.gov/services/files/A4FBB586-D6C6-4E73-BE9C-61128E922DFB>; https://www.hydrogeninsight.com/analysis/up-to-10-quadrillion-tonnes-of-natural-hydrogen-could-be-stored-underground-around-the-world-us-geological-survey/2-1-1754444?zeph_otto=GbJWpd
- ⁶ https://www.reutersevents.com/renewables/renewables/geological-hydrogen-deposits-may-point-inexhaustible-resource?utm_campaign=NEP-30AUG23-Newsletter+Hydrogen&utm_medium=email&utm_source=Eloqua, Występowanie i geologia naturalnego wodoru: kompleksowy przegląd, W. Zgonnik.
- ⁷ <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/excitement-grows-about-natural-hydrogen-as-huge-reserves-found-in-france/>
- ⁸ <https://www.nature.com/articles/s41598-023-38977-y>
- ⁹ www.oilprice.com [dostęp 21/09/2024]
- ¹⁰ <https://hyterra.com/fortescue-counts-on-white-hydrogen-with-21-9m-investment-in-hyterra/>
- ¹¹ <https://www.cea.fr/english/Pages/Welcome.aspx>
- ¹² https://www.theregister.com/2025/01/22/china_tokamak_plasma_record_claim/
- ¹³ <https://energetyka24.com/atom/wiadomosci/francja-wyprzedza-chiny-w-naukowym-wyscigu-padl-nowy-rekord-fuzji-jadrowej>

Rola gazu w polityce energetycznej Polski na najbliższe lata oraz do 2035 roku

Eksperti Instytutu Polityki Energetycznej

W najbliższych latach polską politykę energetyczną będzie kształtowało kilka kluczowych czynników: sytuacja w Ukrainie, dostępność gazu na rynku europejskim, dążenie do uniezależnienia się od surowców z Rosji, zmieniająca się polityka USA wobec Europy oraz konieczność dekarbonizacji gospodarki, połączona z wymogiem zachowania bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego, na który coraz bardziej oddziaływać będą źródła OZE. Chociaż Polska skutecznie zrezygnowała z rosyjskiego gazu po agresji Rosji na Ukrainę w 2022 roku, potencjalne zmiany geopolityczne mogą wpłynąć na rynek energetyczny Europy i wymusić korekty w strategii surowcowej naszego kraju.

Wpływ sytuacji w Ukrainie na dostępność gazu

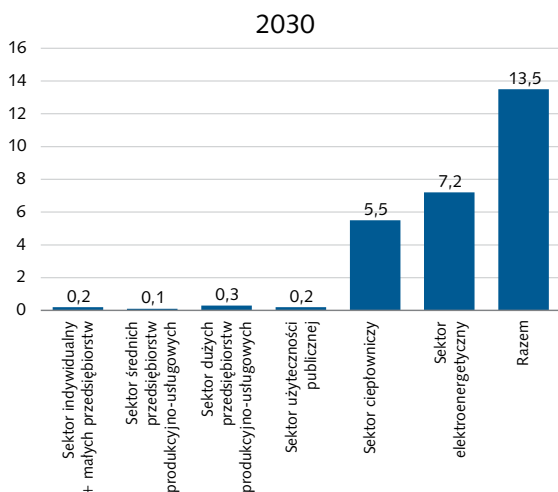
Wojna w Ukrainie wciąż trwa, a jej rozwój może mieć bezpośredni wpływ na rynek gazu w Europie.

- Jeśli Ukraina odzyska kontrolę nad swoimi terytoriami i sytuacja się ustabilizuje, możliwe będzie odbudowanie infrastruktury przesyłowej oraz powrót ukraińskiego gazu na rynek europejski.
- Jeśli Rosja umocni swoją pozycję, presja na Europę może wzrosnąć, co wpłynie na ceny i dostępność gazu.
- W przypadku przedłużającego się konfliktu Polska będzie kontynuować politykę niezależności surowcowej oraz inwestować w rozwój odnawialnych źródeł energii jako alternatywy dla gazu.

Mimo sankcji część państw UE nadal sprowadza gaz ziemny z Rosji, choć w ograniczonym zakresie. Możliwe są dwa scenariusze.

1. **Utrzymanie obecnej sytuacji** – Rosja nadal jest izolowana, a Polska i UE kontynuują politykę uniezależnienia się od jej surowców, choć niektóre kraje mogą prowadzić nieoficjalny import.
2. **Stopniowy powrót rosyjskiego gazu** – jeśli nastąpi odprężenie w relacjach USA–Rosja oraz częściowy reset stosunków z UE, presja ekonomiczna może skłonić Europę do wznowienia importu.

Wykres 1. Szacunkowy wzrost popytu na paliwo gazowe w stosunku do 2024 roku [mld m³]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie GUS, PSE, PTEC, TGPE, GS.

Polska prawdopodobnie pozostanie sceptyczna wobec rosyjskiego gazu, nawet jeśli inne państwa zdecydują się na jego ponowne sprowadzanie. W praktyce oznacza to dalsze inwestycje w LNG i odnawialne źródła energii oraz import rosyjskiego gazu przez pośredników i państwa członkowskie pośredniczące – Niemcy czy Słowację.

Wpływ polityki UE na ceny gazu

Polityka energetyczna Unii Europejskiej ma kluczowy wpływ na ceny gazu. Do głównych czynników należą:

- **Europejski Zielony Ład** – UE dąży do redukcji emisji CO₂, co skutkuje rosnącymi opłatami za emisję i stopniowym ograniczaniem paliw kopalnych, w tym gazu,
- **podatki i regulacje** – Komisja Europejska może wprowadzać kolejne przepisy ograniczające wykorzystanie gazu w energetyce, co wpłynie na jego ceny,
- **subsidia dla OZE** – rozwój odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza energetyki wiatrowej i słonecznej, zmniejszy popyt na gaz i może wpłynąć na jego cenę rynkową,
- **napięcia geopolityczne** – unijne sankcje na Rosję oraz możliwe ograniczenia importu LNG mogą spowodować wzrost cen gazu w Europie.

Antycypacyjne inwestycje dywersyfikacyjne i rozwojowe

Polska w ostatnich latach znacznie zwiększyła bezpieczeństwo dostaw gazu, rozbudowując infrastrukturę importową. Kluczowe znaczenie mają:

- **terminal LNG w Świnoujściu**, umożliwiający odbiór skroplonego gazu z różnych kierunków, w tym głównie z USA i Kataru,
- **gazociąg Baltic Pipe**, zapewniający Polsce dostęp do gazu ze złóż norweskich,
- połączenia międzysystemowe z Litwą, Słowacją i Czechami, zwiększające elastyczność dostaw,
- **rozbudowa podziemnych magazynów gazu z 1,6 do 3,2 mld m³ pojemności.**

W najbliższych trzech latach Polska będzie kontynuować inwestycje w infrastrukturę gazową, aby utrzymać bezpieczeństwo energetyczne, niezależnie od zmian na globalnym rynku surow-

cowym. Będą one związane z budową pływającego terminalu w Gdańsku, rozbudową PMG Wierzchowice oraz budową połączeń Krajowego Systemu Przesyłowego z Systemem Gazociągów Tranzytowych w sześciu punktach; są to: Lwówek, Długa Goślina, Wydartowo, Włocławek, Ciechanów i Zambrów.

Analizując stronę popytową, do końca 2028 roku zostaną oddane do użytkowania elektrownie gazowe w Ostrołęce, Grudziądzu, Adamowie oraz kilkanaście inwestycji w moce gazowe w elektrociepłowniach, w tym między innymi w Bydgoszczy, Łodzi, Poznaniu, Gdyni, Kielcach, Kawęczynie i Wrocławiu.

Do 2035 roku najprawdopodobniej powstaną gazowe elektrownie w Gdańsku i Koźlenicach oraz elektrociepłownie w Gdańsku, Siekierkach, Krakowie, Katowicach, Łągiszy, Chorzowie, Skawinie i Ostrołęce.

Dodatkowo, mają być wybudowane przez polskie i zagraniczne podmioty elastyczne moce w elektrowniach gazowych, mających zastępować wycofywane z eksploatacji moce węglowe, w tym m.in. zapowiadane przez PGE źródło o mocy ponad 1000 MWe w Ostrowie Wielkopolskim. Problemem otwartym i w dużej mierze zależnym od regulacji oraz środków do dyspozycji jest elektryfikacja wielu lokalnych ciepłowni, w których – z jednej strony – powstawałyby elastyczne, oparte na silnikach źródła gazowe jako źródło podaży energii elektrycznej, a z drugiej – kotły elektrodozowe i pompy ciepła jako elastyczne cenozależne źródła popytu na nadwyżki energii elektrycznej, pochodzące z OZE. Pogoda oraz cenozależne źródła będą wymagały elastycznych rozwiązań zarządzania systemem gazowym nie tylko na źródłach, ale także w podziemnych magazynach gazu.

Sektor ciepłowniczy, który jest jednym ze źródeł przyszłego wzrostu popytu na gaz, od 2019 roku notuje ujemną rentowność, prowadzona polityka regulacyjna państwa dokonała erozji bilansów oraz wyczerpania zdolności kredytowych wielu podmiotów ciepłowniczych. Nadzieją na zmianę sytuacji jest możliwość przeznaczenia w latach 2026–2030 30% środków, jakie miałyby być poniesione na opłaty za emisje CO₂ w ramach ETS, na inwestycje umożliwiające osiągnięcie przez poszczególne systemy ciepłownicze statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

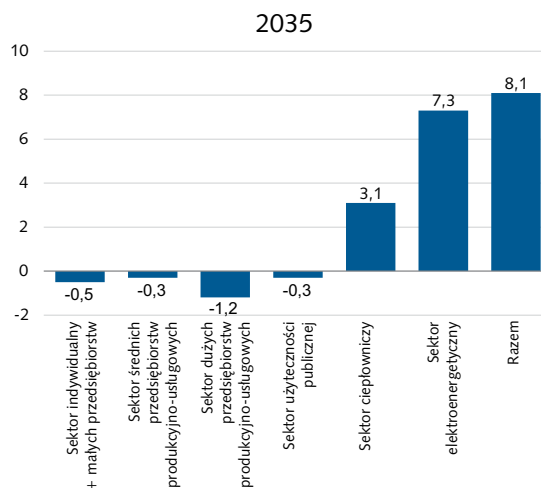
Rządowy projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu” przewiduje spadek zapotrzebowania na paliwo gazowe w perspektywie 2030 i 2035 roku. Można zgodzić się z tezą o powolnym spadku zapotrzebowania na gaz w segmencie indywidualnym czy małego biznesu, spowodowanym między innymi wykreśleniem wsparcia dla źródeł gazowych w programie „Czyste powietrze”, termomodernizacją budynków, zastępowaniem wyeksploatowanych instalacji gazowych pompami ciepła, szczególnie po wprowadzeniu ETS2, gdzie – z jednej strony wzrosną koszty gazu, a z drugiej będą kierowane środki z podatku ETS2 na wymianę źródeł i termomodernizację. Trudno znaleźć mocne podstawy do zakładania spadku zużycia paliwa gazowego w ciepłownictwie i elektroenergetyce oraz produkcyjnych sektorach gospodarki. Do 2035 roku gaz będzie substytuował węgiel i elastycznie odpowiadał na zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym zwłaszcza w sezonie grzewczym w miesiącach niesłonecznych. Rozwój energetyki wiatrowej na lądzie i morzu oraz wzrastające moce zainstalowane w magazynach energii będą z czasem wypierały gaz z elektroenergetyki i ciepłownictwa, jednakże proces ten zacznie być wyraźnie odczuwalny po 2030 roku. Labilną, dyskusyjną oraz dyskursywną sprawą jest wyko-

rzystanie biomasy w ciepłownictwie i elektroenergetyce, co jest częściowo sygnalizowane przez członków PTEC (Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej) oraz TGPE (Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie). Obecnie obserwujemy wzrastającą rolę biomasy w programie „Czyste powietrze”, gdzie kotły biomasowe od roku deklasują zarówno pompy ciepła, jak i instalacje gazowe. Na przedłużone stosowanie gazu ziemnego będzie miała wpływ dostępność biometanu, dzięki któremu poszczególne podmioty produkcyjne, ciepłownicze i elektroenergetyczne będą mogły wykazywać spełnianie zaostrzających się wskaźników emisyjności. Objętość coraz nowych obszarów gospodarki obowiązkami raportowania ESG będzie powodowała z czasem zmniejszanie się roli gazu ziemnego. W poniższej prognozie sektor elektroenergetyczny to elektrownie i elektrociepłownie (układy kogeneracyjne w EC), sektor ciepłowniczy to ciepłownie i instalacje wytwarzające tylko ciepło w EC, małe, średnie i duże podmioty – statystyka GUS. Na wykresie 1 zaprezentowano szacunkowy wzrost popytu na paliwo gazowe w stosunku do 2024 roku.

W latach 2030–2035 szybko będzie rosła generacja wiatrowa, ale będą też następowały trwale odstawienia bloków węglowych, w tym w największej elektrowni na węgiel brunatny w UE – Bełchatowie. Tym samym ogólna ilość energii wytworzonej z gazu ziemnego będzie mniejsza, jednak wzrastała będzie moc zainstalowana źródeł gazowych, przy spadającej rocznej liczbie godzin ich pracy. W 2035 roku w relacji do 2024 roku nastąpi regres wykorzystania gazu we wszystkich gałęziach gospodarki oprócz sektorów ciepłowniczego i elektroenergetycznego (wykres 2).

W perspektywie dziesięciu lat gaz będzie strategicznym paliwem transformacji energetycznej, pozostając kluczowym elementem polskiego miksu energetycznego. Jednak w dłuższym okresie, po 2035 roku, a zwłaszcza po uruchomieniu pierwszej elektrowni jądrowej, Polska stanie przed koniecznością stopniowego odchodzenia od gazu i zastępowania go innymi źródłami energii, w tym odnawialnymi i atomowymi. Jednym z podstawowych pytań, stojących przed sektorem gazowym, jest optymalizacja rozwiązań regulacyjno-(dez)inwestycyjnych w celu minimalizacji generacji kosztów osieroconych, przy zapewnieniu paliwa gazowego obecnym i przyszłym klientom.

Wykres 2. Wykorzystanie gazu we wszystkich gałęziach gospodarki w 2035 roku w stosunku do 2024 roku [w mld m³]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie GUS, PSE, PTEC, TGPE, GS.

Rola prac badawczych na zmieniającym się rynku gazu

Aneta Korda-Burza, Paweł Szufleński, Dariusz Pałka

Rola prac badawczych na zmieniającym się rynku gazu jest niezwykle istotna, zwłaszcza w kontekście globalnych wyzwań związanych z poszukiwaniem alternatywnych źródeł zasilania, ochroną środowiska, potrzebami konsumentów, a także koniecznością ciągłego wzmacniania bezpieczeństwa i cyberbezpieczeństwa w obszarze reagowania na cyberzagrożenia. Poniżej kilka kluczowych aspektów, ilustrujących znaczenie badań w powyższych obszarach.

- Innowacje technologiczne** – prace badawcze prowadzą do opracowywania nowych technologii, które mogą zwiększyć efektywność wydobycia, transportu oraz wykorzystania gazu. Opracowywanie i testowanie nowych materiałów i technologii może zwiększyć bezpieczeństwo transportu gazu, w tym wykrywanie i zapobieganie wyciekom i awariom. Prowadzone są badania nad systemami monitorowania i zarządzania infrastrukturą transportu gazu.
- Zrównoważony rozwój** – działalność przedsiębiorców oprócz realizacji celów ekonomicznych koncentruje się również na celach społecznych i środowiskowych. Prace badawcze mogą prowadzić do lepszego zrozumienia emisji gazów cieplarnianych związanych z wydobyciem, transportem, magazynowaniem i spalaniem gazu, a także do opracowania metod redukcji tych emisji, co jest istotne w kontekście globalnych celów klimatycznych. Wśród analizowanych zagadnień jest też wpływ transportu gazu na środowisko, w tym emisja gazów cieplarnianych i poszukiwanie sposobów na minimalizację tego wpływu, np. poprzez rozwój technologii CCS (*Carbon Capture and Storage*). Istotnym tematem jest również redukcja hałasu na obiektach i z instalacji biorących udział w procesie wydobycia, przesyłu, dystrybucji i magazynowania gazu ziemnego.
- Alternatywne źródła energii** – rynki gazu ewoluują w kierunku wytwarzania i integracji z innymi paliwami alternatywnymi, takimi jak biogaz czy wodór. Badania w tych obszarach mogą pomóc w znalezieniu efektywnych rozwiązań dotyczących wytwarzania, transportu oraz użycia ww. gazów.
- Integracja sektorów (*sector coupling*)** – rozwój technologii w branży energetycznej oraz systemów IT, z jednoczesnym rozwojem odnawialnych źródeł energii, ułatwia integrację systemów energii. Połączenie systemu elektroenergetycznego, gazowego, transportowego, transmisji danych oraz innych przyczyniają się do powstawania efektu synergii. Infrastruktura przesyłowa gazu ziemnego jest ważną częścią zintegrowanego systemu energetycznego. Prace badawczo-rozwojowe uwzględniające różne źródła energii przyczyniają się do opracowywania bardziej zrównoważonych, zintegrowanych i efektywnych systemów energetycznych.
- Analiza rynku i prognozowanie** – prace badawcze obejmują tworzenie modeli obliczeniowych i prognostycznych na potrzeby wykonywania m.in. analiz rynkowych, które pomagają przewidywać zmiany popytu i podaży gazu, a także wpływ polityki energetycznej na rynek. Takie analizy są kluczowe dla podejmowania decyzji inwestycyjnych i strategii rozwoju firm działających w sektorze gazowym.
- Polityka energetyczna i regulacje** – badania naukowe dostarczają niezbędnych danych i analiz, które mogą wpłynąć na kształtowanie polityki energetycznej i regulacji dotyczących rynku gazu. Dzięki nim można lepiej zrozumieć skutki różnych podejść do zarządzania zasobami gazowymi oraz wpływ polityki na bezpieczeństwo energetyczne.
- Edukacja i świadomość społeczna** – prace badawcze przyczyniają się do zwiększenia wiedzy na temat gazu jako źródła energii, jego zalet oraz wyzwań. Edukacja społeczeństwa na temat zrównoważonego wykorzystania gazu i alternatywnych źródeł energii jest kluczowa w kontekście zmniejszania negatywnego wpływu człowieka na zachodzące zmiany klimatyczne.

Znaczenie prac badawczo-rozwojowych dla Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

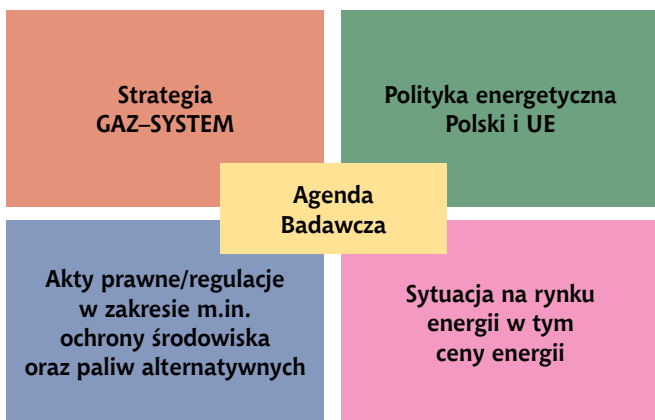
Potrzeby w zakresie realizacji prac badawczo-rozwojowych związanych z prowadzoną przez spółkę działalnością ujęte zostały w dokumencie „Agenda badawcza”, który jest wyznacznikiem obszarów współpracy badawczo-rozwojowej GAZ-SYSTEM z jednostkami naukowymi, badawczymi i innymi podmiotami na poziomie krajowym, europejskim i światowym. Czynniki mającymi bezpośredni wpływ na wyznaczone kierunki i założenia „Agendy badawczej” są:

- 1) podstawowa działalność spółki, czyli zarządzanie (w tym eksploatacja) krajową siecią przesyłową oraz zapewnienie ciągłego, bezpiecznego i niezawodnego przesyłu gazu,
- 2) polityka energetyczna Polski i UE,
- 3) przepisy prawa, w tym uchwały i rozporządzenia w zakresie m.in. ochrony środowiska oraz paliw alternatywnych, w tym tzw. rozporządzenie metanowe,
- 4) sytuacja na rynku energii, w tym ceny energii (rysunek 1).

Kierunki, które wyznacza „Agenda badawcza” wynikają ze zdefiniowanych **obszarów**. W każdym z nich opracowane zostały **zagadnienia**, w ramach których zakłada się otrzymanie konkretnych rozwiązań – efektów końcowych (**produkty**). Zagadnienia i produkty nie stanowią katalogu zamkniętego. W przypadku pojawienia się w spółce potrzeb niewskazanych w „Agendzie badawczej”, każdorazowo przeprowadza się analizę w celu podjęcia decyzji o zasadności realizacji prac B+R. Działania realizowane w ramach poszczególnych zagadnień, to m.in. przegląd dostępnych technologii stosowanych i oferowanych na rynku,

analizy przypadków, projektowanie i budowa instalacji pilotażowych, wsparcie wdrożenia opracowanych i przetestowanych technologii.

Rysunek 1. Składowe Agendy Badawczej



Przykłady realizowanych projektów w zdefiniowanych obszarach badawczych

1. Obszar: dekarbonizacja

W tym obszarze realizowane są projekty dotyczące transportu wodoru i biometanu. Są to przedsięwzięcia związane z udziałem spółki w międzynarodowych projektach finansowanych ze środków Komisji Europejskiej, a także finansowane wewnętrznie. Do tego obszaru należy zaliczyć na przykład projekty realizowane w ramach konkursu HORIZON, w których spółka pełni rolę konsorcjanta: SHIMMER, THOTH2, oraz projekty PilgHYM i NHYRA, w których spółka pełni rolę *Advisory Board*. Inne prace realizowane w tym obszarze to m.in. „Transport gazów nawonionych, zwłaszcza biometanu lub jego mieszanin z gazem ziemnym, siecią przesyłową z uwzględnieniem potrzeb odbiorców” czy „Ocena możliwości użytkowania urządzeń przeznaczonych do stosowania w strefach zagrożenia wybuchem, zainstalowanych w istniejących obiektach infrastruktury przesyłowej dla mieszaniny gazu ziemnego i wodoru z uwzględnieniem dyrektywy ATEX”. Prowadzone są również inicjatywy w kontekście transportu CO₂, w tym dotyczące zagadnień związanych z pomiarami jakości CO₂.

2. Obszar: efektywność energetyczna i ochrona środowiska

Kluczowe z punktu widzenia obecnie obowiązujących regulacji są prace związane z pomiarami emisji metanu. Prace w tym zakresie trwają w spółce od wielu lat, a obecnie nastawione są na rozwój kompetencji własnych oraz prac mających na celu umożliwienie realizacji pomiarów z poziomu obiektu z wykorzystaniem dronów. Prowadzono projekt badawczy związany z opracowaniem rozwiązań zmierzają-

Rysunek 2. Pilotażowa instalacja bariery akustycznej dla wytypowanej tłoczni gazu.



cych do ograniczenia emisji hałasu na obiektach systemu przesyłowego, zwłaszcza na tłoczniach gazu. Realizowane są również inicjatywy i projekty związane z zastosowaniem na obiektach systemu przesyłowego OZE oraz zagospodarowaniem energii odpadowej. Kilka z nich zakończyły się budową instalacji pilotażowych (rysunki 2 i 3).

Rysunek 3. Pilotażowa instalacja PV



3. Obszar: materiały do transportu

GAZ-SYSTEM uczestniczy w międzynarodowym projekcie „Ocena żywotności/możliwości zastosowania wzmocnionych rur termoplastycznych (RTP) do transportu gazu”, realizowanym w GERG (*European Gas Research Group*) z NaTran (dawne: GRTGaz/RICE) oraz Fluxys. W projekcie po przeprowadzeniu wielu badań w laboratoriach zostanie zabudowany odcinek gazociągu o długości około 600 m na infrastrukturze NaTran, dzięki czemu zostaną zebrane doświadczenia z etapu budowy i eksploatacji tego typu rur.

4. Obszar: inspekcja i diagnostyka sieci gazowej oraz wspomaganie eksploatacji

W tym zakresie obecnie prowadzone są prace związane m.in. z testami systemów teledetekcji jako wsparcia w inspekcji gazociągów. Zrealizowany został m.in. projekt iDiaGaSys („Inteligentny system monitorowania obszarów wokół gazociągów do automatycznej detekcji i klasyfikacji anomalii infrastruktury gazowniczej”). W skład systemu wchodzi specjalistyczna kamera podczerwieni Mini HC Methane, wraz z zestawem montażowym do wybranego typu śmigłowca oraz system przetwarzania i analizy obrazu. Realizowany jest projekt wdrożeniowy „Opracowanie metody pozwalającej na wykonanie badań nieniszczących dla wybranych urządzeń ciśnieniowych na terminalu LNG” (rysunek 4). Wypracowana metoda badań będzie stanowić alternatywę dla rewizji wewnętrznych oraz prób ciśnieniowych urządzeń, wymaganych ustawą o dozorze technicznym zwłaszcza dla kriogenicznych zbiorników ciśnieniowych LNG/NG.

W tym obszarze badawczym realizowane są również testy systemów światłowodowych, w zakresie wykrywania ingerencji osób trzecich, na przykład kopanie, ruch samochodowy, składowanie materiałów w obszarze trasy gazociągów, czy w zakresie pomiarów odkształceń i naprężeń występujących w gazociągach.

Celem finansowanego ze środków KE projektu VIGIMARE (*Vigilant Maritime Surveillance of Critical Submarine Infrastructure*) jest opracowanie i przetestowanie systemu VCR (*Virtual Control Room*), który ma podnieść poziom wiedzy operatorów infrastruktury – za-

Rysunek 4. Zamontowane głowice do badań metodą emisji akustycznej na instalacji terminalu LNG



równy energetycznej, jak i telekomunikacyjnej – na temat ewentualnych anomalii i zagrożeń. Założeniem jest zbieranie w jednym miejscu informacji z różnych źródeł (systemów monitoringu infrastruktury), takich jak np. systemy oparte na światłowodach, systemy satelitarne i ich kompilacja w sposób, który da operatorowi informacje na temat potencjalnie niebezpiecznych zdarzeń. W ramach projektu spółka będzie prowadzić testy również z wykorzystaniem własnej infrastruktury.

Innym przykładem wdrożenia jest rozwiązanie zastosowane w projekcie „Światłowodowy system pomiaru stopnia wydłużenia kompensatorów” (rysunek 5). W jego ramach opracowano czujnik umożliwiający

Rysunek 5. Stanowisko badawcze GAZ-SYSTEM, na którym wykonane zostały testy czujników do pomiarów stopnia wydłużenia kompensatorów



liwiający pomiar wydłużenia kompensatora przy użyciu technologii światłowodowej. Rezultatami projektu były trzy prototypowe czujniki wraz z dokumentacją powykonawczą. Czujniki były testowane na zaprojektowanym i wybudowanym przez pracowników GAZ-SYSTEM specjalistycznym stanowisku badawczym. Jeden z prototypowych czujników zamontowano na kompensatorze w oddziale w Świerklanach, a pomiary odbywają się cyklicznie. Projekt ten, zrealizowany wspólnie z Politechniką Śląską, uzyskał patent P.441589. W maju 2023 roku na VI Międzynarodowych Targach Wynalazków i Innowacji Intarg® czujnik zdobył złoty medal i nagrodę potwierdzającą jego gotowość do produkcji i wdrożenia na dużą skalę (*WIPO National Award for Creativity w kategorii High TRL Award*), a w kolejnym roku otrzymał dyplom ministra nauki za wysokiej rangi nagrody uzyskane w związku z prezentacją i promocją wynalazków na targach.

W ramach działań szkoleniowych opracowano również pilotażowy scenariusz szkolenia z obsługi i prac eksploatacyjnych związanych z przeglądem zespołu zaporowo-upustowego z wykorzystaniem technologii VR (rysunek 6).

Rysunek 6. Wizualizacja fragmentu scenariusza szkolenia z użyciem gogli VR.



W laboratoriach GAZ-SYSTEM prowadzone są również prace związane z pomiarami jakościowymi i ilościowymi gazu ziemnego, m.in. „Znaczenie doboru gazu wzorcowego do procesowych chromatografów gazowych w kontekście zmian kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski” czy „Badanie przesunięcia charakterystyki (dryftu) gazomierzy turbinowych pracujących na sieci przesyłowej” oraz „Badanie prostownic strumienia, współpracujących z gazomierzami ultradźwiękowymi i turbinowymi w zakresie generowanego spadku ciśnienia oraz ich wpływu na wskazania gazomierzy przy różnych rodzajach zaburzeń przepływu i różnych długościach odcinków”.

GAZ-SYSTEM realizuje projekty B+R siłami własnymi, przy zaangażowaniu wielu jednostek organizacyjnych spółki oraz współpracując z jednostkami naukowymi i badawczymi w kraju i za granicą. Spółka, korzystając z zasobów własnych, prowadzi wiele inicjatyw na potrzeby eksploatacji infrastruktury gazowej, w tym opracowywanie i testowanie nowych technologii do inspekcji i monitorowania stanu gazociągów. Zagadnienia te są ważne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu paliw gazowych. Istotnym obszarem prowadzonej działalności B+R są zagadnienia związane ze zmianami zachodzącymi na rynku energii, ukierunkowane m.in. na neutralność klimatyczną, a także w obszarach bezpieczeństwa i cyberbezpieczeństwa. Dodatkowo, posiadając własne, unikatowe w skali światowej, laboratorium OT/SCADA oraz OT Arena, spółka jest w stanie prowadzić testy każdego innowacyjnego rozwiązania podnoszącego bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej OT/SCADA, w tym także testować poprawność stosowanych mechanizmów neutralności klimatycznej dla tej infrastruktury.

Prace badawczo-rozwojowe odgrywają kluczową rolę w transformacji rynku gazu, wspierając innowacje, zrównoważony rozwój oraz lepsze zrozumienie dynamiki rynkowej. Obserwowana zmieniająca się rola sektora gazowego to ogromne wyzwanie, a zarazem szansa również w kontekście zapotrzebowania na prace badawczo-rozwojowe. Aby sektor ten mógł sprostać przyszłym wyzwaniom i wymogom rynkowym, inwestycje w badania i rozwój są konieczne – podobnie jak nieustanna współpraca między sektorami publicznym i prywatnym, a także pomiędzy przedsiębiorcami oraz jednostkami naukowo-badawczymi.

Dr inż. Aneta Korda-Burza, dyrektor, Pion Badań i Certyfikacji, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Dr inż. Paweł Szufleński, zastępca dyrektora, Pion Badań i Certyfikacji, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Dr inż. Dariusz Pałka, kierownik Działu Standardów i Architektury Cyberbezpieczeństwa, Pion Cyberbezpieczeństwa, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Pionierskie mobilne magazyny ciepła w PWiK w Ząbkach

Janusz Tomasz Czarnogórski

Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Ząbkach (PWiK) jest pionierem we wdrożeniu mobilnych magazynów ciepła, które ładowane są w biogazowni, następnie samochodem transportowane do obiektu, który poprzez wymienniki ciepła ogrzewany jest z podłączonego magazynu ciepła. Dwa magazyny ciepła o pojemności po 1 MWh, naprzemiennie ładowane m.in. ciepłem odpadowym odzyskanym ze ścieków komunalnych, zastąpiły wysłużone kotły węglowe i ograniczyły zużycie gazu ziemnego do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej w obiektach PWiK.

Standardowym zadaniem zlewni ścieków dowożonych jest wstępne ich podczyszczenie, a następnie odprowadzenie poprzez kolektor ściekowy do własnej lub zewnętrznej oczyszczalni ścieków. W PWiK w Ząbkach zadanie to rozszerzono o odzysk ciepła odpadowego, wykorzystywanego do ogrzewania budynków w miejscu jego pozyskiwania oraz transportowania go na odległość za pomocą pierwszych w Polsce mobilnych magazynów ciepła.

Przed polskim rynkiem ciepła stoi ogromne wyzwanie związane z procesem transformacji, wymuszonym przede wszystkim polityką klimatyczną, w tym zaostrożającymi się wymogami środowiskowymi oraz rosnącym kosztem zakupu uprawnień do

słońca i energii z paneli. Jednak na razie magazynowanie energii elektrycznej w tak zwanych bankach energii jest rozwiązaniem drogim, a same magazyny tego typu mają stosunkowo niewielką pojemność. Dlatego w celu podtrzymania ciągłości ogrzewania/chłodzenia budynku w okresach zmniejszonej produkcji energii lub jej braku stosuje się magazyny ciepła.

W PWiK w Ząbkach w 2023 roku zrealizowano innowacyjny na skalę krajową projekt pn. „Budowa bezemisyjnego źródła ciepła składającego się z magazynu energii cieplnej pochodzącej ze zlewni ścieków i kolektorów gruntowych, wykorzystującego system transportu ciepła specjalistycznym, mobilnym magazynem energii do punktów odbioru”. Zakres prac obejmował budowę hermetycznej zlewni ścieków dowożonych o przepustowości 170 l/s, źródeł ciepła z wymienników ciepła zamontowanych na rurze odprowadzającej ścieki dowożone oraz kolektora gruntowego (dwie pompy 90 kW oraz jedna 50 kW), farm fotowoltaicznych o łącznej mocy 156 kWp, stacjonarnego magazynu ciepła oraz dwóch mobilnych magazynów ciepła po 1 MWh każdy.

Zaprojektowano *perpetuum mobile*, czyli samowystarczalną instalację do oczyszczania ścieków dowożonych, wyposażoną we własne instalacje cieplną i elektryczną, przyjazną środowisku – w pełni hermetyzowaną i niezależną energetycznie.



emisji CO₂. W ostatnim czasie dodatkowym elementem wymuszającym zmiany stał się kryzys na rynku surowców, który został wywołany atakiem Rosji na Ukrainę. Przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą podejmować działania inwestycyjne, które przełożą się na redukcję emisji gazów oraz modernizację i zmianę sposobu wytwarzania i magazynowania ciepła. Bez takich inicjatyw czeka nas bowiem trwały wzrost cen ciepła, a w konsekwencji zmniejszanie wykorzystania ciepłownictwa sieciowego.

Magazynowanie energii to jeden ze sposobów zwiększania niezależności energetycznej budynków. Prąd lub ciepło wytworzone podczas pracy źródeł OZE, na przykład fotowoltaiki, nie muszą być oddawane od razu do sieci. Możliwość przechowania go w pobliżu źródła pozwala na późniejsze wykorzystanie na potrzeby własne, na przykład na ogrzanie budynku w nocy, gdy nie ma już



Innowacyjnym rozwiązaniem jest zastosowanie mobilnych magazynów ciepła do transportu nadwyżki ciepła. Podczas projektowania okazało się, iż potencjał energetyczny ścieków w zlewni ścieków jest tak duży, że przedsiębiorstwo nie jest w stanie wykorzystać go na miejscu. Po analizach zdecydowano się na transport ciepła magazynami mobilnymi. Jest to innowacyjne rozwiązanie, od kilku lat reali-



zowane w niektórych krajach na zachodzie Europy. Energia ciepła gromadzona jest w magazynach w materiale zmiennofazowym PCM, który ma wielokrotnie lepsze właściwości cieplne niż np. zwykła woda. Po „naładowaniu” takiego magazynu jest on przewożony do docelowego miejsca rozładunku, w którym poprzez wymiennik oddaje nagromadzone ciepło. PWiK wykorzystuje to ciepło do grzania CWU i CO na innych swoich obiektach na terenie miasta Ząbki. Nowatorskie rozwiązania odbioru ciepła obejmują integrację układu do rozładowywania mobilnego magazynu ciepła z istniejącą instalacją grzewczą w budynku, przy użyciu zaawansowanych układów sterowania i układów automatyki sterującej pracą instalacji grzewczych.

Poprzez sprężarkowe pompy ciepła – jedna 50 kW, gruntowa (obsługująca wymienniki na kolektorze, którym płyną ścieki z Rembertowa, Zielonki i Ząbek) oraz dwie po 90 kW na ściekach dowożonych, zamontowane w budynku technicznym – energia ciepła jest dostarczana, a następnie przechowywana, w podziemnym magazynie ciepła o pojemności 75 m³ wody, co umożliwia równomierny i stabilny rozbiór czynnika grzewczego dla hali, dyspozytorni i pomieszczenia technicznego.

W pozostałych miesiącach, dzięki układowi klimakonwektorów, możliwe jest chłodzenie pomieszczeń w budynkach. Nadmiar energii wykorzystywany jest do ogrzewania hal spółki na działce nowej zlewni, które wcześniej ogrzewała kotłownia węglowa. Pozwoliło to zlikwidować przestarzałą kotłownię. Pozostała energia ciepła przewożona jest dwoma MMC do ogrzewania pomieszczeń spółki w innej lokalizacji.

Efektywność ekonomiczna instalacji odzysku i transportu ciepła odpadowego zależy od dużej liczby czynników i jest indywidualna dla każdego przypadku. Przyjmuje się, że średnia stopa zwrotu z takich inwestycji to 5 lat. Jednak biorąc pod uwagę, że istnieje

możliwość pozyskiwania środków z dofinansowań zewnętrznych krajowych i unijnych, czas zwrotu można znacząco skrócić. Niebagatelne jest również to, że ciepło odpadowe na przykład z biogazowni czy kompostowni jest surowcem darmowym, powstającym trochę przy okazji! I to jest jego przewaga nad surowcami kopalnymi, których pozyskanie kosztuje. Nie bez znaczenia jest również to, że koncepcja zarówno MC, jak i MMC, wpisuje się w ideę zrównoważonego rozwoju oraz skutecznej walki ze skutkami niskiej emisji, nie wspominając o *Fit for 55*.



Nasze MMC, dzięki zastosowaniu w nich substancji zmiennofazowej, tzw. PCM, pozwalają zmagazynować i przewieźć ze zlewni do innych naszych obiektów każdorazowo 1,053 MWh odzyskanej ze ścieków zielonej energii cieplnej. W 2024 roku przewieźliśmy 161 472,00 kWh ciepła. Wykorzystaliśmy je do ogrzewania budynków i podgrzania ciepłej wody użytkowej. Zakładaliśmy jednocześnie, że osiągniemy redukcję CO₂ w wysokości 102 Mg/rok. Okazało się, że ograniczyliśmy rocznie emisję CO₂ o 163,23 Mg/rok. Ponadto, zrezygnowaliśmy prawie całkowicie z gazu ziemnego. Jednocześnie energię elektryczną do napędzania pomp ciepła i całej instalacji pozyskujemy z własnych farm fotowoltaicznych. Zainstalowano farmy o mocy 39,01 kW oraz 118,3 kW. Zakładaliśmy, że PV wyprodukuje 139,896 MWh/rok, natomiast w rzeczywistości wyprodukowały 158,88 MWh/rok.



Dzięki wdrożeniu innowacyjnych rozwiązań na wydawałoby się niereformowalnej infrastrukturze zlewni ścieków, osiągnęliśmy efekt w postaci niższej ceny ciepła produkowanego ze ścieków od ceny ciepła produkowanego z gazu (lub innych źródeł) – brak jest kosztów, którymi obciążone jest ciepło systemowe. Poza tym staliśmy się odporni na dodatkowe opłaty, np. ETS, które czekają nas w najbliższych latach. Mamy więc stabilną i konkurencyjną cenę „zielonego” ciepła, pochodzącego ze ścieków stanowiących jego niewyczerpane źródło.

Janusz Tomasz Czarnogórski, prezes Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji w Ząbkach



Zapasy strategiczne gazu ziemnego

– zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz o zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (odpowiednio „ustawa o zapasach” i „projekt UC50”) przewiduje nowy model tworzenia i utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego (określanych w nowelizacji jako „zapasy strategiczne gazu ziemnego”). Zadanie to powierzono w nowelizacji Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS), a zatem jednostce sektora finansów publicznych, podlegającej nadzorowi ministra właściwego do spraw wewnętrznych i ustawowo zobowiązanej do realizacji zadań w zakresie utrzymywania zapasów gazu ziemnego. Nowelizacja według stanu na 3 marca 2025 roku jest jeszcze na etapie prac rządowych.

Celem nowelizacji jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i zapewnienie stabilności dostaw gazu zwłaszcza do odbiorców chronionych, a także dostosowanie ustawy o zapasach do wymagań rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku, dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (dalej: „rozporządzenie SoS”).

Stosownie do opinii Komisji Europejskiej z 23 stycznia 2020 roku C (2020) 396, obecne przepisy ustawy o zapasach, regulujące system zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w zakresie wymogów nałożonych na importerów i handlowców magazynujących gaz ziemny poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, są niezgodne z rozporządzeniem SoS (przede wszystkim poprzez wymóg zapewnienia przez te podmioty mocy ciągłych na tzw. interkonektorach).

Dotychczasowy i nowy model obowiązkowych zapasów gazu ziemnego

Obowiązujące przepisy nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą oraz na podmioty dokonujące jego przywozu obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych. Reforma przenosi ten obowiązek na RARS, który będzie odpowiedzialny za tworzenie i zarządzanie zapasami strategicznymi gazu ziemnego. Główne założenia nowego modelu obejmują:

- centralizację zarządzania zapasami – RARS będzie jedynym podmiotem odpowiedzialnym za ich utrzymywanie w celu zapewnienia zaopatrzenia w gaz ziemny odbiorców na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, szczególnie odbiorców chronionych,
- zmianę modelu finansowania – przedsiębiorstwa zobowiązane będą wносить comiesięczną opłatę gazową na rzecz Funduszu Zapasów Interwencyjnych i Zapasów Strategicznych Gazu Ziemnego,
- parametry instalacji magazynowych – zapasy będą utrzymywane w instalacjach magazynowych zapewniających możli-

wość ich dostarczenia do systemu przesyłowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni.

Procedura przejścia zapasów przez RARS

Nowelizacja przewiduje szczegółowy harmonogram przejścia zapasów obowiązkowych przez RARS (art. 13 projektu UC50). Do 30 kwietnia 2025 roku podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych, z wyjątkiem znajdujących się na tzw. liście sankcyjnej, zobowiązane są do poinformowania RARS o ilości posiadanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, utrzymywanych na terytorium RP. Wyjątek stanowią zapasy utrzymywane na ich rzecz przez RARS w ramach usługi biletowej, o której mowa w art. 70c ust. 1 ustawy o zapasach. Następnie, do 31 maja 2025 roku RARS poinformuje podmioty, które przekazały stosowne informacje, o zamiarze nabycia od nich zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Kolejnym krokiem, realizowanym do 30 września 2025 roku, jest zawarcie umów pomiędzy RARS a podmiotami utrzymującymi zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, na podstawie których RARS przejmie własność gazu ziemnego stanowiącego zapasy obowiązkowe, które znajdują się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a także prawa i obowiązki wynikające z umów o świadczenie usług magazynowania. Cena nabycia zapasów obowiązkowych będzie ustalana zgodnie z wzorem uwzględniającym średnie notowania kwartalne na Towarowej Giełdzie Energii.

1 października 2025 roku, na podstawie zawartych umów, RARS formalnie przejmie zapasy obowiązkowe gazu ziemnego. W ramach tej procedury RARS nabędzie na rzecz Skarbu Państwa zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, w tym gaz wysokometanowy, po cenie obliczonej według następującego wzoru:

$$ZO = WoI \times TGE$$

gdzie:

- ZO – cena nabycia,
- WoI – wolumen zapasów obowiązkowych podlegających sprzedaży,

- **TGE** – średnia arytmetyczna dziennych kursów rozliczeniowych instrumentów kwartalnych z dostawą planowaną w IV kwartale 2025 roku i I kwartale 2026 roku, notowanych w ostatnich 30 dniach kalendarzowych poprzedzających dzień przeniesienia własności gazu ziemnego, publikowanych na stronie TGE.

Dodatkowo, RARS wstępuje w prawa i obowiązki wynikające z umów o świadczenie usług magazynowania w zakresie dotyczącym przejmowanych zapasów obowiązkowych.

Płatność za zakupiony przez RARS gaz ziemny realizowana będzie w formie rat, przy czym wysokość opłaty gazowej należnej od sprzedawcy zostanie pomniejszona o kwotę należnej raty. Jednak pomniejszenie nie może być niższe niż 50% wysokości opłaty za dany miesiąc. Finalnie, 1 października 2025 roku zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, nabyte przez RARS w powyższym trybie, zostają uznane za zapasy strategiczne gazu ziemnego (art. 13).

Zarządzanie i uruchamianie zapasów strategicznych gazu ziemnego

Zapasami strategicznymi gazu ziemnego – podobnie jak zapasami obowiązkowymi w obecnym stanie prawnym – dysponuje minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, tj. minister przemysłu. Decyzja o ich uruchomieniu należy do operatora systemu przesyłowego (OSP), który może podjąć działanie wyłącznie po uzyskaniu zgody ministra. Taki mechanizm zapewnia kontrolę nad wykorzystywaniem rezerw w sytuacjach wymagających interwencji państwa oraz umożliwia efektywne zarządzanie zapasami w kontekście bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W przypadku uruchomienia zapasów strategicznych gazu ziemnego RARS zobowiązana jest do ich uzupełnienia w terminie 6 miesięcy od ostatniego dnia miesiąca, w którym nastąpiło uruchomienie rezerw.

Rozliczenia z tytułu uruchomienia zapasów strategicznych prowadzone są przez operatora systemu przesyłowego dla każdej doby gazowej, w której nastąpiło wykorzystanie rezerw. Rozliczenia te realizowane są odrębnie dla:

- RARS, jako instytucji odpowiedzialnej za zarządzanie zapasami strategicznymi,
- podmiotów zlecających usługi przesyłania gazu ziemnego, na rzecz których nastąpiło uruchomienie zapasów strategicznych – po zakończeniu miesiąca, w którym doszło do ich wykorzystania.

Wielkość zapasów strategicznych gazu ziemnego

Nowelizacja w art. 25 ustala wielkość zapasów strategicznych gazu ziemnego w wysokości 12,301 TWh. Ilość tę określono na podstawie szczegółowej analizy zapotrzebowania na gaz ziemny w sytuacjach nadzwyczajnych oraz obowiązujących standardów bezpieczeństwa energetycznego. Kluczowym założeniem tej regulacji jest zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych przez 30 dni w warunkach nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania, które – według analiz statystycznych – może wystąpić raz na 20 lat. W praktyce oznacza to, że zapasy te powinny umożliwić stabilne działanie krajowego systemu gazowego nawet w sytuacji poważnych zakłóceń w dostawach surowca.

Zgodnie z uzasadnieniem projektu UC50, ilość zapasów strategicznych odpowiada obecnie utrzymywanym zapasom obowiązkowym gazu ziemnego, co umożliwi płynne przejście na nowy model zarządzania rezerwami. Taka zgodność pozwala uniknąć nagłych wahań na rynku, a dostawcom energii zapewnia przewidywalność w zakresie nowych obowiązków regulacyjnych.

W przypadku ogłoszenia stanu kryzysowego, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy o zapasach, minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi będzie uprawniony do wydania decyzji zmieniającej wielkość zapasów strategicznych na czas trwania stanu kryzysowego. Rozwiązanie to wprowadza elastyczność w zarządzaniu zapasami strategicznymi, dostosowując ich wielkość do realnych potrzeb wynikających z sytuacji rynkowej oraz zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Aby skutecznie zarządzać rezerwami, RARS będzie zobowiązana do bieżącego monitorowania poziomu zapasów oraz analizy ich wykorzystania. Regularne raportowanie i ewaluacja stanu zapasów pozwolą na podejmowanie świadomych decyzji dotyczących ich uzupełniania oraz ewentualnych interwencji w przypad-

Obowiązujące przepisy nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą oraz na podmioty dokonujące jego przywozu obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych.

Reforma przenosi ten obowiązek na RARS, który będzie odpowiedzialny za tworzenie i zarządzanie zapasami strategicznymi gazu ziemnego.

ku zaistnienia nadzwyczajnych okoliczności. W ten sposób system zapasów strategicznych stanie się integralnym elementem polityki energetycznej kraju, zwiększając jego odporność na nieprzewidziane zakłócenia w dostawach gazu ziemnego.

Finansowanie systemu

Koszty związane z tworzeniem i utrzymywaniem zapasów strategicznych gazu ziemnego przez RARS będą ponosić tzw. przedsiębiorstwa zobowiązane, które uiszczać będą obowiązkową opłatę gazową. Środki z tej opłaty trafią na rachunek Funduszu Zapasów Interwencyjnych i Zapasów Strategicznych Gazu Ziemnego i zostaną przeznaczone na finansowanie działań związanych z utrzymywaniem rezerw strategicznych, w tym na zakup gazu, odbudowę zapasów po ich uruchomieniu oraz finansowanie usług magazynowania i przesyłania gazu ziemnego.

Przedsiębiorstwa zobowiązane – zgodnie z zaproponowaną w nowelizacji definicją legalną – to operatorzy systemu gazowego (z wyłączeniem systemów wyspowych niepołączonych z systemem przesyłowym gazowym), operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego, operatorzy systemu magazynowania w zakresie wykorzystania gazu ziemnego transportowanego systemem gazu wysokometanowego na potrzeby własne oraz zlecniodawcy usług przesyłania gazu, na rzecz których gaz transportowany jest

z systemu przesyłowego do systemu dystrybucyjnego lub który odbiera gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu przesyłowego gazowego wysokometanowego do odbiorcy końcowego.

Zgodnie z projektem UC50, koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa zobowiązane, w związku z uiszczaniem opłaty gazowej, będą zaliczane do kosztów uzasadnionych ich działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne” (art. 1 pkt 14 lit. a nowelizacji).

Wysokość opłaty gazowej zostanie określona przez ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi w drodze rozporządzenia, z uwzględnieniem kosztu realizacji przez RARS zadań w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego w celu zaspokojenia zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny oraz planowanych kosztów finansowania zakupu gazu ziemnego na zapasy strategiczne gazu ziemnego, magazynowania zapasów strategicznych gazu ziemnego, zabezpieczenia zdolności przesyłowych zapasów strategicznych gazu ziemnego czy ubezpieczenia zapasów strategicznych gazu ziemnego, a także ponoszonych przez agencję kosztów związanych z przygotowaniem oraz wykonywaniem zadań w zakresie nadzoru i administracji zapasami strategicznymi gazu ziemnego.

Ustalając stawkę opłaty gazowej, minister weźmie pod uwagę również planowaną wysokość wpływów z opłaty gazowej (rocznych) z tytułu uruchomienia zapasów strategicznych gazu ziemnego oraz ze sprzedaży gazu ziemnego w celu ewentualnego zmniejszenia ilości tych zapasów do wymaganej ilości.

Opłata gazowa naliczana będzie jako iloczyn ustalonej stawki i ilości gazu ziemnego wysokometanowego odebranego lub zużytego na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo zobowiązane w poprzednim miesiącu. Przedsiębiorstwa zobowiązane będą składać prezesowi RARS stosowne deklaracje do 28 dnia każdego miesiąca, zawierające informacje o ilości odebranego gazu i wysokości obliczonej opłaty. Następnie zobowiązane podmioty dokonają wpłaty należności na rachunek Funduszu Zapasów Interwencyjnych i Zapasów Strategicznych Gazu Ziemnego, co zapewni stabilne finansowanie systemu i skuteczne zarządzanie zapasami strategicznymi.

Koszty zakupu przez RARS zapasów strategicznych gazu ziemnego, ich utrzymania oraz zwiększania będą pokrywane z Funduszu Zapasów Interwencyjnych i Zapasów Strategicznych Gazu Ziemnego, zgodnie z projektem zmian w art. 28b ustawy o zapasach. Zgodnie z oceną skutków regulacji projektu UC50 w 2025 roku, przy założeniu, że agencja w 2025 roku przejmie od producentów i handlowców zapasy w ilości 3 dni, w 2026 roku też 3 dni, a w 2027 roku 2 dni, przewiduje się, że koszty zakupu i magazynowania wyniosą odpowiednio:

- w 2025 roku – w treści OSR nie wskazano konkretnej kwoty, wskazano natomiast, że koszty te mieszczą się w ustaleniach planu finansowego Funduszu Zapasów Interwencyjnych na 2025 rok (w OSR założono, że jego stan na początek 2025 roku to kwota około 2 mld 967 mln zł),
- w 2026 roku – około 1 miliarda 457 milionów zł,
- w 2027 roku – około 1 miliarda 83 milionów zł.

Tryb tworzenia, uzupełnienia lub redukcji zapasów strategicznych gazu ziemnego przez RARS

W celu utworzenia zapasów strategicznych gazu ziemnego, ich uzupełnienia lub redukcji, RARS będzie mogła dokonywać zakupu

lub sprzedaży gazu ziemnego w różnych trybach. Główne metody przewidziane w nowelizacji obejmują:

- handel na zorganizowanych rynkach – RARS będzie miała możliwość nabywania lub zbywania gazu ziemnego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany, zgodnie z ustawą o obrocie instrumentami finansowymi. Dodatkowo, transakcje mogą być realizowane na zorganizowanej platformie obrotu, prowadzonej przez spółkę operującą giełdą towarową w Polsce lub na giełdach towarowych w innych państwach członkowskich Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG).
- przetargi i zamówienia publiczne – agencja może również przeprowadzać transakcje w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych, zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych. W takich przypadkach zakupione lub sprzedane gazy rezerwy strategiczne będą objęte umowami na świadczenie usług magazynowania, a także innymi zobowiązaniami wynikającymi z warunków transakcji.

Możliwe synergie nowego systemu bezpieczeństwa i transformacji energetycznej w gazownictwie

Wydaje się, że skoncentrowanie funkcji związanych z tworzeniem i utrzymywaniem zapasów strategicznych gazu ziemnego w agencji należy postrzegać w kategoriach korzyści związanych z usprawnieniem procesu zarządzania tymi zapasami oraz zdjęciem obciążeń administracyjno-prawnych, związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych z uczestników rynku gazu (obciążonych obowiązkiem zapasowym w obecnym stanie prawnym).

Jednocześnie, biorąc pod uwagę skalę zaangażowanych środków przewidzianych na pokrycie kosztów tworzenia, zwiększenia lub uzupełniania zapasów strategicznych gazu ziemnego, celowe wydaje się rozpoznanie możliwych synergii pomiędzy budowaniem bezpieczeństwa energetycznego w nowym modelu a celami transformacji energetycznej. Wydaje się bowiem, że potencjalne zapasy strategiczne, utrzymywane przez RARS, mogłyby przy wprowadzeniu stosownych regulacji prawnych stać się istotnym elementem wspierającym rozwój produkcji biometanu, kreującym odpowiednie bodźce popytowe napędzające rozwój zdolności wytwórczych biometanu.

W tym kontekście należy wskazać, że – zgodnie z art. 6 ust. 1 rozporządzenia SoS – państwa członkowskie mogą spełniać obowiązki dotyczące zapewnienia standardu dostaw, zastępując gaz ziemny energią odnawialną w zakresie, w jakim osiągają taki sam poziom ochrony dostaw.

Warta rozważenia środkiem wsparcia biometanu mogłaby być np. preferencja dla biometanu w ramach postępowań organizowanych przez RARS na zakup gazu na potrzeby tworzenia, zwiększania lub uzupełniania zapasów strategicznych gazu ziemnego. Celem ustanowienia takiej preferencji byłoby stymulowanie budowy bezpieczeństwa energetycznego z wykorzystaniem własnych, odnawialnych paliw gazowych.

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

Patronat honorowy IGG

Spotkanie regionalne IPLOCA

IPLOCA, tj. *International Pipe Line & Offshore Contractors Association*, to międzynarodowe stowarzyszenie *non profit*, założone w 1966 roku, skupiające 240 firm członkowskich z całego świata, zajmujących się każdym aspektem sektora rurociągowego zarówno na lądzie, jak i na dnie morskim. Celem działalności IPLOCA jest wspieranie rozwoju infrastruktury energetycznej, w tym budowy rurociągów, poprzez zapewnienie forum dla wymiany wiedzy na całym świecie, tworzenie możliwości biznesowych, rozwój innowacji oraz promowanie najwyższych standardów etyki biznesowej, a także zdrowia,

bezpieczeństwa, środowiska i społecznej odpowiedzialności biznesu.

Stowarzyszenie zorganizuje, po raz pierwszy w Polsce, spotkanie swojego środkowoeuropejskiego oddziału 4 czerwca w Krakowie. Eksperti w dziedzinie infrastruktury energetycznej z regionu będą mieli okazję do wymiany pomysłów, omówienia wspólnych wyzwań, ustanowienia strategicznych sieci, dyskusowania o kwestiach wpływających na branżę i jej transformację oraz poznania i wykorzystania historii sukcesów podmiotów skupionych w IPLOCA. W programie znajdują się kluczowe tematy, z prezentacjami ekspertów i panelami dyskusyjnymi na temat regionu, wyzwań, możliwości i nowych technologii w naszym regionie.

Biuro IGG

Działalność standaryzacyjna IGG

w okresie październik 2024 – marzec 2025

Eliza Dyakowska

W ostatnim kwartale każdego roku wiele zespołów roboczych KST stara się zamknąć kolejne etapy pracy nad standardami, niemniej w pierwszym kwartale 2025 roku można zaobserwować dużą aktywność nowych zespołów, powołanych w 2024 roku.

W rozpatrywanym okresie do ankiety skierowano kilka standardów, odbywały się konferencje uzgodnieniowe i zatwierdzono 4 dokumenty standaryzacyjne (DS).

Posiedzenia KST odbyły się w listopadzie oraz w grudniu 2024 roku, a także w lutym 2025 roku.

KST zatwierdził i skierował do ustanowienia przez Zarząd IGG cztery standardy:

- ST-IGG-0202:2024** *Pomiary i rozliczenia paliwa gazowego*,
- ST-IGG-3502:2024** *Wymagania techniczne dla infrastruktury służącej do przyłączenia biometanu do sieci gazowej*,
- ST-IGG-0901:2024** *Gazociągi stalowe. Obliczenia wytrzymałościowe – grubość ścianki*,
- ST-IGG-2702** *Rozliczanie dostaw LNG na obiektach małej skali*.

Odbyło się 6 konferencji uzgodnieniowych, na których omawiano uwagi zgłoszone na etapie ankiety do **prST-IGG-2702** *Rozliczenia dostaw LNG na obiektach małej skali*, **prST-IGG-0902** *Gazociągi. Próby ciśnieniowe gazociągów stalowych*, **prST-IGG-0901** *Gazociągi stalowe. Obliczenia wytrzymałościowe – grubość ścianki*, **ST-IGG-4801** *Wytyczne projektowania i budowy lokalnej sieci biogazu*, **ST-IGG-4601** *Zalecenia dotyczące projektowania i eksploatacji rurociągów do transportu dwutlenku węgla*, **ST-IGG-0208** *Ocena jakości gazów ziemnych – chromatografy gazowe do oceny zawartości związków siarki w paliwie gazowym*.

Wszystkie konferencje zakończyły się uzgodnieniem stanowisk zainteresowanych stron i chociaż zgłoszono wiele uwag wymagających przedyskutowania, a w przypadku **ST-IGG-2702** konferencja była kilkudniowa – we wszystkich przypadkach udało się osiągnąć konsensus.

W rozpatrywanym okresie skierowano do ankiety aż 6 projektów standardów, w tym czterech nowych i dwóch nowelizowanych.

KST zdecydował o rozpoczęciu nowelizacji **ST-IGG-3501:2019** *Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej. Część 1. Wymagania jakościowe*.

W listopadzie 2024 KST zaakceptował także rozpoczęcie prac nad kolejnymi trzema nowymi dokumentami standaryzacyjnymi i wstępnie określono ich tytuły.

- Wytyczne w zakresie udzielania informacji o gazie ziemnym.
- Zasady kondycjonowania biometanu w celu dostosowania do wymaganych parametrów jakościowych – zmieniony w lutym 2025 na: Wprowadzanie paliw gazowych zawierających biometan do sieci przesyłowej z sieci dystrybucyjnej.
- Wymagania jakościowe i metody badań wodoru o jakości gazociągowej oraz dozowanego do sieci gazu ziemnego.

Po zatwierdzeniu przez KST w lipcu tematyki trzech nowych DS, w ostatnim kwartale 2024 roku powołano 3 nowe zespoły, które działają bardzo aktywnie – dla dwóch KST zatwierdził zakres i harmonogram prac, wniosek trzeciego będzie rozpatrywany w kwietniu.

Podczas posiedzenia KST w lutym 2025 roku na wniosek zespołu została zatwierdzona zmiana tematyki prac ZR 51 na Wytyczne w zakresie stosowania różnych paliw gazowych w celu utrzymania wymaganych parametrów jakościowych u odbiorcy końcowego.

Ponieważ KST podjął uchwały dotyczące nowych tematów dokumentów standaryzacyjnych, konieczne jest zaangażowanie przedstawicieli firm członkowskich IGG do nowych zespołów roboczych. Mamy nadzieję, że w odpowiedzi na komunikaty IGG do prac standaryzacyjnych, jak zwykle, dołączy wielu znakomitych fachowców reprezentujących firmy członkowskie.

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

XIII Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS



W okresie 8–10 kwietnia 2025 roku po raz kolejny Kielce staną się centrum branży gazowniczej w Polsce. Targi Kielce SA i Izba Gospodarcza Gazownictwa organizują tu bowiem największe branżowe targi przemysłu gazowniczego.

Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS to jedno z kluczowych wydarzeń skupiających przedstawicieli szeroko rozumianego łańcucha wartości w gospodarce, funkcjonującego wokół paliw gazowych. Od lat stanowią platformę do wymiany doświadczeń, prezentacji innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz omawiania wyzwań stojących przed sektorem gazowniczym i energetycznym.

W tegorocznej edycji szczególny nacisk położony został na kwestie dotyczące transformacji energetycznej, dywersyfikacji źródeł energii oraz wdrażania rozwiązań proekologicznych w sektorze gazowniczym. Jest to związane z coraz wyższymi standardami w zakresie minimalizacji negatywnych aspektów środowiskowych działalności branży.

Liderzy branży gazowniczej na EXPO-GAS 2025

W gronie ponad 140 wystawców znajdują się czołowe polskie firmy sektora gazowniczego, dostawcy rozwiązań i wykonawcy inwestycji. Targi niezmiennie przyciągają specjalistów, producentów, dystrybutorów oraz przedstawicieli firm działających w sektorze gazowym. To doskonała okazja do zapoznania się z nowościami technologicznymi, innowacjami w dziedzinie infrastruktury gazowej oraz rozwiązaniami zwiększającymi efektywność i bezpieczeństwo systemów gazowych.

EXPO-GAS to nie tylko ekspozycja nowoczesnych urządzeń i technologii. To także platforma do nawiązywania kontaktów biznesowych, wymiany wiedzy i doświadczeń oraz poznania aktualnych trendów rynkowych.



Podczas drugiego dnia targów odbędzie się konferencja IGG pt.: „Technologie dla sektora gazowniczego na progu zmian”, a trzeciego – warsztaty techniczne: „Wymagania techniczne transportu CO₂, biometanu i wodoru”. Oba wydarzenia będą okazją zarówno do merytorycznych dyskusji, jak i integracji środowiska.

Bezpłatny wstęp dla branżowych profesjonalistów

Wstęp na targi dla przedstawicieli branży jest bezpłatny po wcześniejszej rejestracji online na stronie wydarzenia: www.expo-gas.pl. Bezpłatna rejestracja zwiedzających trwa do 7 kwietnia 2025 roku do 24.00. Po tym terminie możliwy będzie zakup biletu.

Zapraszamy wszystkich zainteresowanych innowacjami w branży gazowniczej do udziału w EXPO-GAS 2025 – miejscu, w którym łączą się technologia, biznes i przyszłość gazownictwa! Więcej informacji na www.expo-gas.pl

The background features a collage of four images: an offshore oil rig at sea at dusk, a land-based drilling rig in a field, a large industrial facility with storage tanks, and a green oil pumpjack in a field.

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO TO FUNDAMENT BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

Eksploracja własnych zasobów oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu to dopełnienie gwarancji nieprzerwanych dostaw błękitnego paliwa do milionów polskich odbiorców. Krajowe wydobycie to kluczowy obszar działalności **Grupy ORLEN** na rodzimym rynku, zapewniający korzyści finansowe dla polskich gmin i paliwo do transformacji i rozwoju gospodarki.