wrzesień 2024

Przegląd Gazowniczy

nr 3 (83)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



Temat wydania:

BIOGAZ I BIOMETAN – PERSPEKTYWY I WYZWANIA

Izba Gospodarcza Gazownictwa zaprasza na:

warsztaty szkoleniowe dotyczące rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym

Program obejmie:

- unijne wymagania regulacyjne dotyczące redukcji emisji metanu,
- dokument standaryzacyjny WT-IGG–4101:2023 *Metody określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej,*
- europejską normalizację z zakresu emisji metanu,
- działania wdrożeniowe realizowane na poziomie krajowym,
- rolę poszczególnych instytucji we wdrażaniu rozporządzenia i monitorowaniu emisji metanu w Polsce,
- przygotowanie polskiej branży gazowniczej do spełnienia wymogów rozporządzenia – doświadczenia kluczowych podmiotów.



Warsztaty odbędą się 16 października w Muzeum Gazowni Warszawskiej



Konferencja

Horyzont wodorowy w gazownictwie

Warszawa, **6 listopada 2024,**
hotel Radisson Blu Sobieski

- Opracowanie systemu legislacyjnego dla wodoru.
- Strategia rozwoju rynku.
- Wyzwania i bariery w budowie *local content* gospodarki wodorowej.
- Finansowanie ze środków publicznych i komercyjnych.
- Realizacja projektów wodorowych.
- Łańcuch dostaw technologii wodorowych.
- Wyzwania inżynierskie w procesie projektowania infrastruktury wodorowej.

Zapraszamy

Izba Gospodarcza Gazownictwa

Szanowni Państwo,
transformacja energetyczna to proces, który wymaga wielowymiarowych zmian i dynamicznych działań. W obliczu globalnych wyzwań klimatycznych konieczna jest gruntowna przebudowa systemów energetycznych. Fundamentalną rolę w tym procesie odgrywa gaz, ale także niskoemisyjne technologie wykorzystujące biogaz, biometan czy wodór oraz magazyny energii.
W tym kontekście to wydanie „Przeglądu Gazowniczego", poświęcone perspektywom i wyzwaniom dla biogazu i biometanu, jest niezwykle aktualne.
Biogaz i biometan stają się częścią transformacji energetycznej, a ich rola w Polsce i Unii Europejskiej wzrasta. Obecnie, gdy kwestie dekarbonizacji, bezpieczeństwa energetycznego i uniezależnienia się od zewnętrznych dostawców surowców są tak ważne, biometan wydaje się obiecującym rozwiązaniem, stając się elementem europejskiego miksu energetycznego. Aby ten sektor mógł rozwijać się w Polsce, konieczne jest stworzenie odpowiednich warunków prawnych i finansowych, wspierających budowę nowych instalacji oraz ich integrację z systemem gazowym. Potrzebne są także rozwiązania sprzyjające zarówno ekonomice małoskalowych inwestycji, jak i społecznej akceptacji inwestycji biogazowych, a także wspieranie rozwoju spółdzielni energetycznych, które mogą być fundamentem lokalnych gospodarek.
W ostatnich latach wodór, szczególnie niskoemisyjny, to symbol nowoczesnej, zrównoważonej energetyki, często traktowany jako klucz do transformacji energetycznej. Czy jednak wodór w krótkim czasie będzie powszechnie stosowany? Na to pytanie mamy wiele rozbieżnych odpowiedzi. Aby wykorzystać potencjał wodoru, konieczne będą duże inwestycje w cały łańcuch wartości i koordynacja działań w całej Unii Europejskiej.
Ważnym elementem transformacji jest magazynowanie gazu ziemnego. W obliczu nowych regulacji unijnych i rewizji krajowej ustawy o zapasach sektor ten czekają istotne zmiany. Przepisy dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu wymagają, aby były one zgodne z unijnymi regulacjami, zwłaszcza w kontekście przesyłania do krajowej sieci gazu z zagranicy. Polska będzie musiała dostosować te regulacje do rynkowych zasad konkurencyjności, jednocześnie zapewniając bezpieczeństwo energetyczne.



Krajowy niezależny operator magazynowy staje przed wyzwaniem stworzenia transparentnego i efektywnego dostępu do magazynów, szczególnie w dobie dalszego otwarcia rynku gazu i dostępu małych producentów do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.
Jeśli chodzi o dekarbonizację, nie można pominąć kwestii magazynów ciepła. Zwiększone wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza w systemach ciepłowniczych i budynkach, stwarza możliwości magazynowania nadwyżek energii i jest istotnym elementem stabilizacji systemu energetycznego. Magazyny ciepła będą odgrywać kluczową rolę w integracji sektorów energii elektrycznej i cieplnej, co jest bardzo istotne w kontekście unijnego pakietu klimatycznego *Fit for 55* i strategii *sector coupling*.
Wierzę, że bieżące wydanie „Przeglądu Gazowniczego" dostarczy Państwu cennych informacji i inspiracji do dalszych działań na rzecz zrównoważonego rozwoju sektora gazowego. Zachęcam do lektury i aktywnego udziału w dyskusji nad przyszłością energetyki, dla której łamy naszego kwartalnika są zawsze otwarte.

Wiesław Prugar,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA
„Przeglądu Gazowniczego"

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)
Katarzyna Dobrut-Michalska (PGNiG OD sp. z o.o.)
Magdalena Kempiński (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-Zając (INiG – PIB)
Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)
Przemysław Cegiełka (PGNiG Grupa ORLEN)
Piotr Wojtasik (PGNiG Grupa ORLEN)
Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)

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

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

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

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

8 **Rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej – wybrane przykłady** – Agata Romanowska, Marcin Sienkiewicz
13 **Energia a rozwój gospodarki** cz. I – Waldemar Kamrat
17 **Rozwój biometanu w Unii Europejskiej** – Beata Wiszniewska
19 **Zrównoważony rozwój i lokalna ekonomia – rola spółdzielni energetycznych w transformacji rynku biogazu i biometanu** – Agnieszka Stangreciak, Piotr Zacharski
21 **Czy należy bać się biogazowni? Obawy społeczeństwa związane z ich budową i funkcjonowaniem** – Wojciech Czekała
23 **Prawne aspekty wprowadzenia biometanu do sieci** – Anna Dąbrowska-Niepytalska

NASZ WYWIAD

26 **Musimy zbudować niemal od nowa nasz system energetyczny** – Rozmowa z Maciejem Bando, pełnomocnikiem rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej



26

PUBLICYSTYKA

30 **Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła** – Grzegorz Wiśniewski
54 **Zachłyśnięci H_2 – urealnienie oczekiwań wodorowych potrzebne od zaraz** – Adam Juszczak
56 **Inżynierowie przyszłości pilnie poszukiwani!** – Anna Mietlarek-Kropidłowska

REPORTAŻ

34 **ORLEN odebrał w Świnoujściu trzechsetny ładunek LNG**

PGNiG GRUPA ORLEN

36 **Gaz ziemny – paliwo niezbędne w procesie transformacji energetycznej**
38 **Gaz niezbędny w transformacji – perspektywa dla błękitnego paliwa w obliczu zmian związanych z ograniczeniem emisji**
39 **PGNiG i ORLEN Południe wspólnie dążą do efektywności środowiskowej**



34

GAZ–SYSTEM

40 **GAZ–SYSTEM z perspektywy dwudziestu lat działalności**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

42 **Biogaz i biometan jako kluczowe elementy dekarbonizacji polskiego sektora energetycznego: wyzwania i perspektywy na przyszłość**

TRANSITION TECHNOLOGIES

47 **Dyrektywa NIS2 zmieni podejście do cyberbezpieczeństwa?**

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

48 **PGNiG TERMIKA na drodze transformacji**

EuRoPol GAZ s.a.

50 **Procedura zgłaszania naruszeń w firmie**

GAS STORAGE POLAND

52 **Innowacyjne rozwiązania redukcji i ograniczenia hałasu w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu Kosakowo**



49

TECHNOLOGIE

60 **Technologia wzbogacania biometanu w infrastrukturze gazowniczej – sprawdzone rozwiązania** – Świętosław Kariuk

PRAWO

62 **Najnowsze inicjatywy legislacyjne dotyczące rynku biometanu** – Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński, Marcel Krzanowski

Fot. na okładce: iStock

Z życia **Izby Gospodarczej Gazownictwa**

Mimo letniego okresu miniony kwartał był dla Izby Gospodarczej Gazownictwa bardzo pracowity. Ostatnie trzy miesiące obfitowały w wydarzenia i konferencje oraz intensywne działania w obszarze legislacyjnym.

Poprzez zgłaszanie uwag w toku konsultacji publicznych opracowywanych przez resorty projektów aktów prawnych IGG stale uczestniczy w trwających procesach ustawodawczych. W minionym kwartale IGG konsultowało m.in. **projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw,** która ma na celu rozwój energetyki prosumenckiej oraz dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzeń i wytycznych Komisji Europejskiej.

Merytoryczne uwagi IGG przedstawiła również do **projektu ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw,** która ma zagwarantować wypełnienie celów 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 944/2010 (rozporządzenie SoS).

Z punktu widzenia interesów członków IGG istotnym aktem prawnym, do którego zgłoszono uwagi, był przedstawiony przez Ministerstwo Finansów **projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, ustawy o podatku leśnym oraz ustawy o opłacie skarbowej.** Działania IGG i naszych członków doprowadziły do uwzględnienia istotnych uwag zgłoszonych podczas konsultacji publicznych oraz w trakcie konferencji uzgodnieniowej. Oprócz tego IGG – wraz z innymi podmiotami reprezentującymi przedsiębiorców działających na rynku energii elektrycznej, cieplnej i gazowej – była sygnatariuszem listu skierowanego do Ministerstwa Finansów, w którym wyraziliśmy obawy wynikające z kierunku proponowanych zmian przekładających się w konsekwencji na wzrost cen poszczególnych nośników energii.

Izba nie ustaje w działaniach mających na celu zmianę ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych (ustawa CIT) w zakresie zwolnienia przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego, gazowego i ciepłowniczego z opodatkowania podatkiem minimalnym, określonym w art. 24ca ustawy z 15 lutego 1992 roku o podatku dochodowym od osób prawnych. Izba Gospodarcza Gazownictwa jest sygnatariuszem pism kierowanych do Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Ministerstwa Finansów oraz Ministerstwa Przemysłu, w których wskazujemy na zagrożenia dla funkcjonowania przedsiębiorstw działających na rynku różnych nośników energii związanych z możliwością wejścia w życie przepisów.

Projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie monitorowania podziemnego bezzbiornikowego magazynu substancji, określający jego zakres, sposób i częstotliwość, jest kolejnym aktem prawnym, do którego IGG zgłosiła wiele uwag.

IGG aktywnie uczestniczy w działaniach w zakresie pozyskiwania funduszy UE. 6.09.2024 roku odbyło się spotkanie Zespołu Konsultacyjnego IGG ds. Pozyskiwania Środków UE, podczas którego omówiono między innymi:

1) aktualny stan zaawansowania naboru wniosków o dofinansowanie w ramach programu FEnIKS,
2) zagadnienia związane z planowanym ogłoszeniem II naboru dla projektów z obszaru dystrybucji gazu, w tym planowany harmonogram naboru oraz wartość alokacji.

W ramach działalności Polskiego Komitetu Normalizacyjnego odbyło się posiedzenie założycielskie Komitetu Technicznego KT 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych, w którym wzięli udział wcześniej zgłoszeni do pracy w Komitecie Technicznym (KT) przedstawiciele IGG. Podczas spotkania, które odbyło się 03.07.2024 roku, przedstawiciele IGG podtrzymali propozycję dotyczącą prowadzenia sekretariatu Komitetu Technicznego.

W minionym kwartale IGG organizowała konferencje i webinary. **5 września 2024 roku** odbyła się **konferencja „Perspektywy rozwoju rynku biogazu i biometanu"**, której celem było omówienie aktualnych trendów, wyzwań i możliwości rozwoju sektora biometanu i biogazu w Polsce (więcej na str. 66).



Julita Wróbel-Siemieniuk

10 września br. odbył się **webinar: „Sygnaliści. Czy firmy są przygotowane na przyjęcie nowych przepisów"**, zorganizowany przez IGG przy współpracy z Kancelarią JDP. Kolejny **webinar „Koszty związane z przedłużeniem czasu realizacji kontraktów – przygotowanie i dochodzenie roszczeń"** odbył się 18 września br.

4 października br. zrealizujemy kolejny webinar: **„Podwyższenie wynagrodzenia dla wykonawcy o znaczną kwotę"**.

W związku ze startem XX edycji programu dyplomowych studiów menedżerskich: **Executive Master of Business Administration** dla firm sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego (GEPC) przeprowadzono dwa webinary informacyjne. Nowa edycja MBA rozpocznie się 17 października br.

W minionym kwartale IGG objęła patronatem ważne dla branży wydarzenia: konferencję naukowo-techniczną GEOPETROL 2024, zorganizowaną przez INiG – PIB 16–18.09 br., XI edycję sympozjum „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro" TOp-gaz 2024., zorganizowaną przez Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (30.09–02.10 br.), Forum Energetyczne Green Hub Pl, organizowane przez Green Energy Pl The Warsaw Hub 27.09 br.

16 października br. odbędą się warsztaty IGG dotyczące rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym.

W okresie **21–23 października br.** IGG organizuje dla przedstawicieli firm członkowskich **wizytę studyjną w Holandii** w centrum doświadczalnym firmy Xintc, z możliwością połączenia jej z wizytą w fabryce firmy Resato (jednego z czołowych producentów stacji tankowania wodorem) oraz na stacji tankowania wodoru Resato. Celem wizyty jest zaprezentowanie „cyklu życia" zielonego wodoru.

IGG organizuje również konferencję **„Horyzont wodorowy w gazownictwie"**, która odbędzie się 6 listopada w Warszawie.

IGG przygotowuje też II edycję **Japan Hydrogen Tour.** Jest to kolejny wyjazd studyjny do Japonii, którego termin został przesunięty 22–29 marca 2025 roku. Podczas 6-dniowego pobytu w Japonii uczestnicy wyjazdu odwiedzą wiele jednostek badawczych oraz przedsięwzięć komercyjnych w ramach łańcucha wytwarzania i wykorzystania zielonego wodoru.

W szeregach firm członkowskich IGG serdecznie witamy: Polską Grupę Biogazową S.A., Nadzory INSTAL-SPAW – mgr inż. Dariusz Dudziak. Zapraszamy kolejne firmy, ponieważ członkostwo w Izbie Gospodarczej Gazownictwa to okazja do aktywnego wsparcia rozwoju branży gazowniczej w Polsce, możliwość kształtowania jej przyszłości oraz korzystania ze wsparcia i doświadczenia innych członków organizacji zrzeszającej wiodące firmy z sektora gazowniczego.

Zapraszamy naszych Czytelników do udziału w organizowanych przez IGG wydarzeniach. Jesteśmy także otwarci na Państwa propozycje. Zgłoszenia przyjmujemy na: office@igg.pl

● **18 września br.** Szefowie firm sektora naftowo-gazowego wzywają Joe Bidena, prezydenta USA, do cofnięcia blokady eksportu LNG. Na początku roku jego administracja wstrzymała wydawanie nowych pozwoleń na sprzedaż skroplonego gazu ziemnego za granicę.

● **11 września br.** PGNiG TERMIKA poinformowała o złożeniu „Planu neutralności klimatycznej aktywów ciepłowniczych" do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami, który jest administratorem systemu ETS w Polsce. W przypadku pozytywnej weryfikacji zostanie on przedstawiony KE. Spółka zapowiedziała realizację planu dekarbonizacji aktywów ciepłowniczych w aglomeracji warszawskiej. Zadeklarowała odejście od spalania węgla w elektrociepłowni Żerań, Siekierki i Pruszków oraz ciepłowni Wola i Kawęczyn do 2035 roku.

● **9 września br.** Paulina Hennig-Kloska, minister klimatu i środowiska, poinformowała o nowym programie wsparcia dla polskiej energetyki w wysokości 16 mld euro, czyli 70 mld zł na pożyczki z KPO na preferencyjnych zasadach. Celem Funduszu Wsparcia Energetyki jest pomoc dla sektorów polskiej gospodarki, bezpośrednio ponoszących koszty transformacji energetycznej. Oprocentowanie pożyczek wyniesie 0,5 proc. w skali roku, przy 25-letnim okresie kredytowania i 9-letniej karencji. Pożyczki będą mogły pokryć do 95 proc. kosztów danej inwestycji, minimalny wkład własny firmy to 5 proc.

● **3 września br.** Z wykazu prac legislacyjnych wynika, że w drugim kwartale 2025 roku Rada Ministrów planuje przyjąć strategię rozwoju rynku paliw alternatywnych. Dokument „Krajowe ramy polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury" ma obejmować ocenę istniejącego stanu i przyszłego rozwoju rynku, w związku z wykorzystaniem paliw alternatywnych w sektorze transportu, oraz planowane i przyjęte środki w tym zakresie.

● **27 sierpnia br.** Raport Global Gas Report 2024 podkreśla kluczowe wyzwanie dla globalnego rynku energii, wskazując, że świat może stanąć w obliczu znacznego deficytu energetycznego do 2030 roku, jeśli obecne trendy będą się utrzymywać. Raport, opracowany przez Międzynarodową Unię Gazowniczą (IGU), Snam i Rystad Energy, wskazuje, że zapotrzebowanie na gaz, które wzrosło o 1,5 procent w 2023 roku, ma wzrosnąć do 2,1 procentu do końca 2024 roku. Jeśli zapotrzebowanie to będzie nadal rosło bez odpowiedniego wzrostu produkcji, świat może doświadczyć globalnego niedoboru gazu w wysokości 22 procent lub więcej do 2030 roku.

● **21 sierpnia br.** Poziom zapełnienia podziemnych magazynów gazu (PMG) na terytorium Unii Europejskiej 20 sierpnia osiągnął 90,02 procentu. Oznacza to wypełnienie zobowiązań państw członkowskich UE na 10 tygodni przed terminem.

● **7 sierpnia br.** Zgodnie z informacjami inwestora, do końca roku zostanie oddana do użytku Elektrociepłownia Czechnica -2. Inwestycja zwiększy moc elektrociepłowni z 247 do 315 MWt, a energetyczną ze 100 do 179 MWe. Obecnie przeprowadzane są procesy uruchamiania poszczególnych urządzeń i instalacji bloku gazowo-parowego w powstającej Elektrociepłowni Czechnica-2. Inwestycja jest jednym z elementów dekarbonizacji aktywów wytwórczych spółki wchodzącej w skład Grupy PGE. Niskoemisyjna elektrociepłownia składać się będzie z bloku gazowo-parowego, czterech kotłów szczytowo-rezerwowych i akumulatorów ciepła.

● **5 sierpnia br.** Według danych Gas Storage Poland, operatora systemu magazynowania gazu, w 100 procentach zapełniono magazyny gazu. Według danych z godziny szóstej 4.08.2024 roku magazyny zostały napełnione w wysokości 33 445,5 GWh. W zeszłym roku w 100 procentach zostały one napełnione dopiero w październiku.

● **2 sierpnia br.** Mimo względnie ambitnych celów postawionych w krajowej strategii wodorowej, Polsce będzie trudno utrzymać obecną, mocną pozycję na europejskiej scenie wodorowej – uważają eksperci Instrat. Polska jest obecnie jednym z największych europejskich graczy w zakresie wodoru, produkując go w ilości około miliona ton rocznie, jednak jest to prawie wyłącznie tzw. szary wodór. Czynnikami hamującymi szybszy rozwój gospodarki zielonego wodoru są m.in. niedobór czystej energii z OZE, która przede wszystkim musi trafiać do sektora elektroenergetyki i wypychać emisyjne źródła z miksu, oraz brak właściwych regulacji prawnych, ułatwiających inwestycje w ten nośnik energii.

● **2 sierpnia br.** Bruksela wezwała Węgry i Słowację do zmniejszenia zależności od rosyjskiej ropy naftowej i poszukiwania alternatywnych źródeł po tym, jak te kraje zgłosiły zastrzeżenia wobec sankcji nałożonych przez Ukrainę na rosyjską firmę energetyczną Łukoil. W liście do Budapesztu i Bratysławy Valdis Dombrovskis, unijny komisarz ds. handlu, podkreślił znaczenie dywersyfikacji od rosyjskich paliw kopalnych.

● **22 lipca br.** Grupa ORLEN poinformowała, że planuje rozwój produkcji biometanu jako w pełni odnawialnego zamiennika gazu ziemnego stosowanego do tankowania pojazdów. Jak podaje biuro prasowe spółki, trwają analizy kilkudziesięciu potencjalnych lokalizacji dla przyszłych instalacji biometanowych. Rozważane jest również połączenie planowanych projektów własnych we współpracy z partnerami zewnętrznymi.

● **17 lipca br.** Jak wynika ze sprawozdania Europejskiego Trybunału Obrachunkowego, działania UE mające wspierać rozwój nowo powstającego rynku wodoru odnawialnego nie przyniosły jednoznacznych efektów. UE prawdopodobnie nie osiągnie swoich celów na 2030 rok, jeśli chodzi o wielkość produkcji i importu wodoru odnawialnego. Kontrolerzy apelują, aby przyjrzeć się dotychczasowym rezultatom i upewnić się, że unijne cele są realne, a strategiczne decyzje dotyczące przyszłych działań nie zaszkodzą konkurencyjności kluczowych sektorów przemysłu i nie sprawią, że UE popadnie w nowe zależności.

● **12 lipca br.** W trakcie posiedzenia Komisji Sejmowej do spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych oraz Komisji Rolnictwa i Rozwoju Wsi głos zabrał wiceminister Miłosz Motyka, odnosząc się do planów Polski dotyczących produkcji biogazu. Zadeklarował, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej wystąpiły o większe środki na rozwój biogazu i biometanu. Towarzyszyć temu ma także zwiększenie planowanych celów w zakresie rozbudowy dostępnych mocy wytwarzania biometanu.

● **8 lipca br.** PGE Energia Ciepła przekazała informację o przejściu elektrociepłowni w Rzeszowie na paliwa zero- i niskoemisyjne. Nowe źródła to 6 wodnych kotłów gazowych, każdy o mocy 31 MW. Spółka poinformowała, że zapewnią one wysoką sprawność w przetwarzaniu energii z paliwa gazowego w ciepło, jednocześnie zachowując wysoką niezawodność i dyspozycyjność. Następnym krokiem będzie budowa kotłowni gazowej o łącznej mocy 186 MW, która umożliwi wyłączenie z eksploatacji kotłów wodnych węglowych WP-120. PGE deklaruje, że ta inwestycja zmniejszy emisję tlenków siarki i pyłu oraz CO_2 o około 56 procent. Równolegle PGE realizuje plan w Rzeszowie, rozbudowujący o drugą linię technologiczną instalacje termicznego przetwarzania z odzyskiem energii. Po jego zakończeniu obiekt będzie w stanie przetworzyć do 180 tysięcy ton odpadów komunalnych w skali roku. W ramach procesu kogeneracji wytwarzana będzie energia elektryczna i ciepło, które w znacznej części zasili miejską sieć ciepłowniczą.

● **5 lipca br.** Projekt zmian ustawy o zarządzaniu kryzysowym trafił do opiniowania pod numerem UC47. Wdraża on dyrektywę unijną pozwalającą zarządzać ryzykiem w odniesieniu do infrastruktury krytycznej, zagrożonej atakami po inwazji Rosji na Ukrainę.

● **4 lipca br.** Zarząd Grupy Azoty Puławy podjął decyzję o czasowym wstrzymaniu produkcji melaminy. Wpływ na tę decyzje mają koszty podstawowego surowca – gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO_2. Punktem odniesienia są w tym przypadku producenci spoza Unii Europejskiej, których nie dotykają tak wysokie dodatkowe obciążenia. Grupa Azoty Puławy zabezpieczyła operacyjny zapas melaminy. Produkcja zostanie wznowiona, gdy na rynku będzie możliwe uzyskanie akceptowalnej ceny melaminy w stosunku do poziomu kosztów produkcji.

● **2 lipca br.** Grupa ORLEN podpisała umowę z Elektrociepłownią Zielona Góra, należącą do Polskiej Grupy Energetycznej, na dostawy gazu ziemnego. Kontrakt obowiązuje od 2 lipca bieżącego roku do 31 grudnia 2036 roku i przewiduje możliwość skrócenia okresu do 31 grudnia 2030 roku. Szacowany wolumen dostawy wynosi 38 TWh, a wartość to 6,3 miliarda złotych.

● **2 lipca br.** Sąd federalny zawiesił przerwę na przyznawanie nowych licencji eksportowych projektom LNG, wprowadzoną przez administrację Joe Bidena. To istotna informacja z punktu widzenia projektu dostawcy gazu skroplonego do Polski oraz walki z emisjami gazów cieplarnianych. Ekipa Bidena domagała się oceny faktycznej użyteczności przedsięwzięć zgłoszonych do licencji eksportowej, w tym projektu CP2, promowanego przez Venture Global LNG, jednego z dostawców LNG do Polski, posiadającego umowę z PGNiG z Grupy ORLEN. Polski PGNiG zawarł dwie umowy długoterminowe na dostawy LNG od spółek-córek Venture Global LNG na dostawy po milionie ton LNG rocznie przez 20 lat w formule *free on board*.

● **2 lipca br.** Jak wynika z danych Eurostatu, duża część surowców energetycznych importowanych do UE pochodziła w pierwszym kwartale bieżącego roku z Norwegii i Stanów Zjednoczonych. Te dwa kraje odpowiadały łącznie za 30,7% importu produktów ropopochodnych (Norwegia 13,6%, USA 17,1%). Jeśli chodzi o gaz ziemny przoduje Norwegia, dostarczając UE 46,6% tego surowca. Dominującym kierunkiem importu LNG są Stany Zjednoczone – pochodzi stamtąd 47,4% całego płynnego gazu, który trafia do Unii Europejskiej z innych miejsc.

● **1 lipca br.** Rada Europejska ogłosiła nowe sankcje nałożone na Białoruś. Unia Europejska przedłużyła zakaz eksportu towarów i technologii podwójnego zastosowania. Wprowadziła również dalsze ograniczenia eksportu, który mógłby przyczynić się do wzmocnienia potencjału przemysłowego Białorusi. Oprócz tego zostanie wprowadzony zakaz eksportu technologii służących do rafinacji ropy naftowej i skraplania gazu ziemnego. Bruksela zakazała również importu złota, diamentów, helu, węgla i produktów mineralnych, w tym ropy naftowej.

● **1 lipca br.** Grupa ORLEN przedstawiła prognozę zapotrzebowania na wodór w kolejnej dekadzie Polski, Litwy, Łotwy i Estonii. Według raportu, przygotowanego we współpracy z S&P Global, w 2030 roku państwa regionu będą potrzebowały co najmniej 344 600 ton wodoru odnawialnego RFNBO. W 2035 roku będzie to już 660 150 ton. W 2030 roku w Polsce pojawi się luka podażowa, która może skutkować koniecznością importu z Bliskiego Wschodu, Stanów Zjednoczonych i Afryki.



Rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej – wybrane przykłady

Agata Romanowska, Marcin Sienkiewicz

Produkcja biometanu w Unii Europejskiej stała się naturalnym etapem wytwarzania biogazu, jednak wydarzenia ostatnich lat znacząco zmieniły spojrzenie na jego potencjał. Coraz bardziej śmiałe kroki, podejmowane w kierunki dekarbonizacji, oraz potrzeba uniezależnienia się od problematycznych kierunków dostaw gazu ziemnego i rozpraszania źródeł produkcji energii sprawiły, że biometan stał się jednym z bardziej pożądanych surowców. Wiele krajów UE, jak Francja, Dania, Niemcy czy Estonia, zdążyło już wypracować ścieżki wykorzystania biometanu, głównie jako paliwa odnawialnego, a także jako narzędzia służącego poprawie sytuacji sektora rolniczego czy szerzej zakrojonej polityki gospodarowania odpadami organicznymi. Jednak dopóki produkcja biometanu nie zostanie urynkowiona, będzie nadal zależna od systemów wsparcia finansowego i krajowych polityk klimatyczno-energetycznych. W drodze do realizacji ambitnych celów dekarbonizacji każda gospodarka musi znaleźć własny schemat postępowania, który pozwoli na właściwe wykorzystanie tego surowca.

Walka z emisją metanu, generowaną głównie przez sektor gazowniczy i rolnictwo, stała się priorytetem Komisji Europejskiej, wyrażonym m.in. w przyjętej w 2020 roku strategii metanowej[1]. Realizacja celów klimatycznych wiąże się więc ze zmianami w otoczeniu regulacyjnym, które wprowadzają administracyjne i ekonomiczne rozwiązania ograniczające konsumpcję gazu ziemnego. Przykładem takiego działania jest mający obowiązywać od 1 stycznia 2027 ETS II, który ustanowi nową opłatę doliczaną do rachunków gospodarstw domowych ogrzewanych m.in. gazem ziemnym. UE przewiduje jednocześnie, że eliminowany gaz ziemny ma być zastępowany gazami odnawialnymi, w tym m.in. biometanem. Ambitne cele Komisji Europejskiej wyrażone zostały przede wszystkim w strategii REPowerUE z 2022 roku, w której wskazano, że produkcja biometanu w UE już w 2030 roku ma wynieść 35 mld m^3 gazu rocznie.

Infrastruktura produkcyjna biometanu w Unii Europejskiej

Rozwój produkcji biometanu w Unii Europejskiej i na całym kontynencie stale monitoruje Europejskie Stowarzyszenie Biogazu (ang. E*uropean Biogas Association* – EBA). Według danych tej organizacji, w czerwcu 2024 roku na terenie całej Europy działać miało łącznie 1548 zakładów produkujących biometan, przy czym ich zdecydowana większość w państwach należących do UE. W 19 z nich EBA odnotowała funkcjonowanie łącznie 1366 instalacji, o 341 więcej niż w 2023 roku. Ich łączna moc produkcyjna osiągnęła 5,2 mld m^3 biometanu rocznie, co oznacza wzrost zdolności produkcyjnych o 37% w porównaniu z okresem 2022–2023[2]. W tabeli nr 1 przedstawiono zestawienie instalacji biometanowych w poszczególnych państwach UE w latach 2023 i 2024. Z przedstawionych zestawień wynika, że europejskimi liderami w rozwoju infrastruktury biometanowej są dwa państwa:

Tabela 1. Liczba instalacji biometanowych w państwach UE w latach 2023–2024.

Państwo	Liczba biometanowni	
	w 2023 roku	w 2024 roku
Austria	16	16
Belgia	8	9
Czechy	2	9
Dania	50	58
Estonia	6	8
Irlandia	2	2
Finlandia	23	24
Francja	477	675
Hiszpania	5	9
Holandia	70	79
Litwa	0	2
Luksemburg	3	3
Łotwa	1	4
Portugalia	0	3
Niemcy	254	254
Słowacja	1	1
Szwecja	72	74
Węgry	2	3
Włochy	33	133
	Razem	1 025

Źródło: EBA.

Francja i Niemcy, przy czym największy przyrost zdolności produkcyjnych nastąpił we Francji.

Produkcja biometanu odbywa się w trzech możliwych wariantach techniczno-rynkowych. Są to:

- instalacje biometanowe produkujące gaz o parametrach jakościowych umożliwiających wprowadzanie go do sieci dla gazu ziemnego (dystrybucyjnej bądź przesyłowej),
- instalacje bioCNG produkujące gaz w formie ściśnionej,
- instalacje bioLNG produkujące gaz w formie skroplonej.

Dominującym modelem biznesowym jest przyłączanie instalacji biometanowych, często powstałych w wyniku przekształcenia biogazowni, do sieci gazu ziemnego. Obecnie 80% zarejestrowanych we UE zakładów biometanowych podłączonych jest do takiej sieci (w tym 49% do sieci dystrybucyjnej)[3]. Takie rozwiązanie upowszechniło się przede wszystkim w Niemczech, Francji czy Danii. Produkcja biometanu w formie skroplonej rozwija się m.in. w Estonii, która stała się liderem w tej dziedzinie w gronie państw bałtyckich.

Niemcy

W Niemczech uruchomienie produkcji biometanu poprzedzone zostało dynamicznym rozwojem biogazowni, który początkowo wspierany był przez gwarantowane stawki dla energii elektrycznej produkowanej z biogazu w postaci taryf gwarantowanych tzw. FiT (ang. *feed in tarrifs* – FiT)[4]. W 2008 roku wprowadzono natomiast premię finansową za wykorzystanie obornika i innych bioodpadów jako surowców (premia uszlachetniająca)[5]. Według danych opublikowanych przez Komisję Europejską w 2021 roku, w Niemczech wyprodukowano 8,35 mld m^3 biogazu, który został wykorzystany do produkcji energii elektrycznej i cieplnej[6]. W 2023 roku wytwarzaniem biogazu w tym państwie zajmowało się 9909 zakładów[7]. Wygaszanie systemów wsparcia spowodowało wyhamowanie rozwoju sektora biogazu i zrodziło potrzebę przyjęcia nowego modelu biznesowego. Atrakcyjnym rozwiązaniem dla części inwestorów stało się przejście z wytwarzania biogazu do produkcji biometanu, który może być zatłaczany do istniejącej sieci jako paliwo gazowe. Pierwsze 3 biometanownie zostały uruchomione w 2006 roku[8]. Natomiast w 2023 roku działalność w zakresie uszlachetniania biogazu do standardu biometanu prowadziły 254 instalacje, których roczna produkcja przekroczyła 1,2 mld m^3 biometanu (w przybliżeniu 13 TWh).

Rysunek 1. Produkcja biometanu w Niemczech w latach 2008–2022



Źródło: Siapartners, 7th European Biomethane Benchmark, 2023, s. 25.

Jednak dynamika rozwoju produkcji biometanu w Niemczech w ostatnich dwóch–trzech latach wyraźnie wyhamowała, na co wskazuje statystyka EBA, która dla 2024 roku nie odnotowała uruchomienia ani jednej nowej biometanowni. Obecnie rząd federalny zdaje się faworyzować również wodór jako wiodący gaz odnawialny, co skutkuje, m.in. ograniczaniem dostępu do przyłączeń biometanowni do sieci gazowej[9]. Producenci biometanu nie są objęci federalnymi programami wsparcia w postaci preferencyjnej taryfy dla biometanu na wejściu do sieci gazowej czy bezpośredniego finansowania samej produkcji biometanu. Ustanowiono natomiast limity kosztów przyłączenia dla właścicieli instalacji biometanowych, co pozwala na zrównoważony podział kosztów. Operatorzy instalacji płacą maksymalnie do 250 000 euro za podłączenie biometanowni zlokalizowanej w odległości mniejszej niż 1 km od sieci gazowej, a resztę pokrywa operator systemu[10]. W pośredni sposób produkcję biometanu wspierają programy dedykowane zwiększaniu udziału energii odnawialnej w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła oraz mobilności. Do najważniejszych programów wsparcia zalicza się wytwarzanie energii z biometanu w jednostkach kogeneracyjnych CHP, jako paliwa do pojazdów zasilanych gazem ziemnym oraz do ogrzewania i chłodzenia budynków – na ściśle określonych zasadach. Federalna ustawa o kontroli emisji (BlmSchG) zobowiązała dostawców paliw na rynek niemiecki do redukcji emisji gazów cieplarnianych o określony procent w każdym kolejnym roku. Zmniejszanie emisji ma przebiegać stopniowo od 6% w 2020 roku do 25% w 2030 roku. Biometan z kolei uważany jest za biopaliwo, które przyczynia się do największej obecnie redukcji CO_2 w transporcie, dlatego dla produkcji bioLNG przewidziane są ulgi podatkowe.

Ograniczania kosztów działalności biometanowni poszukuje się natomiast w stabilnych dostawach substratów, wskazując na wielkoskalowe odpady rolnicze i przemysłowe. Dodatkowy strumień przychodów dostrzega się bowiem w sprzedaży pofermentu jako bionawozu. Kryteria zrównoważonej biomasy ograniczają udział zbóż i kukurydzy do 40% z uwagi na „kolizję" z polityką żywnościową.

Kolejny aspekt to handel gwarancjami pochodzenia dla biometanu. Gwarancje pochodzenia mogą być wykorzystane przez producentów biometanu w systemach EU–ETS oraz krajowycm nEHS, obejmującym sektor transportu[12]. W Niemczech działają obecnie niezależnie trzy rejestry:

- Dena (*Deutche Energie Agentur*) – Dena, dobrowolny, narodowy system certyfikatów biometanowych, zrzeszających producentów biometanu, umożliwiający im audytowanie instalacji w celu poświadczenia zrównoważoności,
- Nabisy *Nachhaltige Biomasse System*) – Nabisy rejestr prowadzony przez niemieckie Ministerstwo Rolnictwa i Żywienia,
- HKNR – niemiecki rejestr gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej, prowadzony przez *Umwelt Bundesamt*.

Niezależnie od stopnia skomplikowania systemów wsparcia i ewolucji regulacji Niemcy osiągnęły status lidera w produkcji biometanu w skali Unii Europejskiej. Na uznanie zasługuje również fakt, że rynek niemieckiego biogazu jest niejako zjednoczony poprzez działalność jednej wiodącej organizacji – *German Biogas Association* (*Fachverband* BIOGAS), która w zasadzie nie ma tam konkurencji (w przeciwieństwie do polskiego rynku, na którym działają cztery główne stowarzyszenia).

Francja

Francja jest jednym z wiodących producentów biometanu w UE i wciąż ma dobre perspektywy dalszego rozwoju produkcji tego gazu. Decyduje o tym przede wszystkim dobrze rozwinięte rolnictwo, dające Francji pierwsze miejsce w unijnej produk-

cji rolnej (18-procentowy udział produkcji w 2021 roku)[13] oraz długodystansowa krajowa polityka energetyczno-klimatyczna. W 2022 roku Francja posiadała ponad 40% jednostek do produkcji biometanu w Europie, z produkcją 7 TWh biometanu[14]. Na koniec 2022 roku produkcja biometanu do zatłaczania w sieci stanowiła 30% ogółu instalacji, a liczba instalacji biometanowych podwoiła się w stosunku do 2020 roku – głównie jednostki rolnicze (441 jednostek) oraz oczyszczalnie ścieków (35 jednostek)[15]. W 2024 roku odnotowano we Francji największy przyrost instalacji biometanowych spośród wszystkich państw europejskich, bo aż o 198 obiekty (dane z tabeli).

Taryfy gwarantowane dla biogazu do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i kogeneracji zostały wdrożone we Francji już w 2001 roku. Początkowo działania skupiały się na odzyskiwaniu energii z sektora odpadów. W 2009 roku uruchomiono krajowy program „metanizacji rolnictwa" jako zbioru instrumentów poprawy efektywności i produktywności w sektorze rolniczym. Głównym celem programu było zainstalowanie wielu jednostek metanizacji w gospodarstwach rolnych oraz dążenie do osiągania dodatkowych dochodów dla rolników poprzez ekonomiczne wykorzystanie pofermentu i bioenergii. Jednocześnie duży nacisk kładziono na ograniczenie udziału roślin energetycznych i spożywczych w tym procesie, aby ograniczać masowe zmiany w użytkowaniu gruntów. W 2010 roku przedstawiono krajowy plan działania w zakresie energii odnawialnej oraz pierwszy wieloletni program energetyczny kraju. W planie tym określono podstawę do ustalenia taryfy gwarantowanej dla biometanu zatłaczanego do sieci gazu ziemnego, a następnie weszły w życie rozporządzenia umożliwiające wsparcie publiczne dla sektora zatłaczania biometanu.

Od 2011 roku działa we Francji gwarantowana taryfa regulowana przez państwo (przez 15 lat gwarancja ceny). Wysokość wsparcia uzależniona jest od wielkości instalacji oraz surowca (pomniejszona o odpady składowane) i oczyszczania ścieków i usługi w zakresie gospodarowania odpadami komunalnymi rekompensuje premiami. Od 2012 roku prowadzony jest rejestr gwarancji pochodzenia GO, dzięki któremu dostawca może przedstawić klientom „zieloną ofertę". Operatorzy sieci (dystrybucji i przesyłu) partycypują w kosztach przyłączenia instalacji biometanowych.

Ambitne cele energetyczno-klimatyczne kraju sprzyjają produkcji biometanu i wiążą się z solidnym systemem wsparcia producentów. Francja zobowiązała się do zwiększenia udziału gazów odnawialnych w zużyciu paliw gazowych[16] oraz osiągnięcia zatłaczania biometanu na poziomie 7–10% do 2030 roku[17]. W odróżnieniu od podejścia niemieckiej Energiewende, która kopaliny i energię jądrową zastępuje OZE z wiatru i słońca, Francja zdołała rozwinąć sektor niskoemisyjnej energii z biogazu i biometanu, łącząc go z realizacją strategii zagospodarowania odpadów rolniczych m.in. poprzez metanizację[18]. Polityka ta opiera się na realizacji dwóch planów i towarzyszących im dwóch instrumentów wsparcia. Są to:

- plan „azotowy", dotyczący autonomii w zakresie metanizacji energii (*Le plan Énergie Methanisation Autonomie Azote* – EMAA),
- plan na rzecz konkurencyjności i adaptacji rolnictwa 2014–2020 (Plan *pour la compétitivité et l'adaptation des exploitations agricoles* 2014–2020 – PCAE),
- dopłata FIP za biogaz do produkcji energii elektrycznej i ciepła,
- taryfa gwarantowana FIT za zatłaczanie biometanu do sieci gazowej[19].

Dynamiczny rozwój branży, w połączeniu z ostatnim kryzysem inflacyjnym, spowodował podjęcie odgórnych kroków, zaostrzających dostęp do taryfy gwarantowanej. W 2020 roku władze państwowe obniżyły o około 10% cenę zakupu biometanu przez dostawców, a w późniejszym okresie wiele zakładów borykało się z problemami związanymi z podwyżkami cen energii elektrycznej. W 2023 roku opublikowano nowy dekret taryfowy, podnoszący cenę zakupu biometanu nawet o 15% oraz zapowiedź indeksowania ceny w zależności od cen energii[20].

Po wspomnianym kryzysie energetycznym (2022) przeprowadzono wiele reform, takich jak:

- uwzględniająca czynnik inflacji reindeksacja regulowanej taryfy zakupowej FIT dla małych projektów, która wzięła pod uwagę również godzinowy koszt pracy i wskaźnik cen produkcji z 2022 roku,
- planowany system przetargowy dla większych instalacji,
- certyfikacja, polegająca na planach nałożenia na francuskich dostawców energii obowiązku zaopatrywania części klientów w biometan, zapewniający im certyfikaty,
- uproszczenie procesu transakcyjnego poprzez tzw. umowy zakupu biometanu, negocjowane między producentem biometanu a konsumentem.

Przewiduje się również gwarancję prawa do zatłaczania biometanu do sieci każdemu producentowi, zlokalizowanemu odpowiednio blisko sieci. Ma to na celu balans pomiędzy aspektami technicznymi a ekonomicznymi w produkcji biometanu i dostępu do infrastruktury[21].

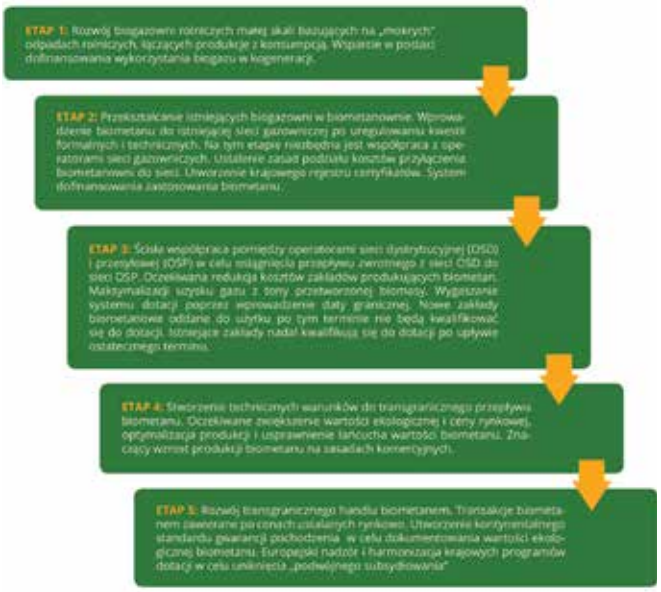
Jako instrument wyłącznie łagodzący zmianę klimatu, „biometanizacja" rolnictwa może nie wydawać się szczególnie opłacalna, biorąc pod uwagę obecne potencjalne możliwości redukcji emisji w ramach EU ETS na poziomie 15 euro/t CO_2e lub mniej. Jednakże efektywność kosztowa wyraźnie wzrasta wraz ze skalą, możliwe więc, że koszty spadną w miarę wzrostu skali inwestycji[22]. Poza redukcją GHG skutki tak szerokiej polityki odzwierciedla wzrost udziału OZE w miksie energetycznym, zmniejszenie zużycia nawozów mineralnych w rolnictwie, zmniejszenie ilości niezagospodarowanych odpadów czy wzrost zatrudnienia w sektorze rolniczym i na obszarach wiejskich.

Długofalowy system dotyczący polityki wspierania metanizacji wiąże się z wieloma wyzwaniami w zależności od czasu trwania danego programu, liczby inwestycji i związanych z tym następstw. Wśród największych wymienia się zachowanie balansu między poziomem systemów taryfowych w czasie, aby zachęcać do inwestycji, ale jednocześnie zachować konkurencyjność rynkową i dostosować koszty do rozwoju sektorowych innowacji. Istotną kwestią jest również świadomość społeczna i potrzeba utrzymania społecznego poparcia dla inwestycji biometanowych, bo przecież koszty zachęt ponosi całe społeczeństwo – konieczne jest więc ciągłe informowanie o korzyściach płynących z „biometanizacji" kraju. Ekonomicznym rezultatem polityki klimatycznej, przy zakładanym wzroście cen emisji dwutlenku węgla, będzie rosnąca konkurencyjność rynkowa biogazu i biometanu względem paliw kopalnych. Z biegiem czasu przewiduje się konieczność podnoszenia cen emisji CO_2 w innych sektorach, np. ogrzewania mieszkań czy w transporcie[23].

Dania

Budowa sektora biometanowego w Danii wiąże się z realizacją ambitnych krajowych celów klimatycznych, w tym osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz perspektywą kończących się złóż gazowych na Morzu Północnym. Początku duńskiej polityki wobec „zielonych" gazów należy upatrywać w przyjętym w 2012 roku przez parlament „Porozumieniu energetycznym" (*Energy Agreement*), które wyznaczało kierunki polityki klimatyczno-energetycznej do 2020 roku. Zakładało ono m.in. wsparcie dla produkcji uszlachetnionego biogazu, czyli biometanu[24]. Pomoc opierała się głównie na dopłatach cenowych trojakiego rodzaju: indeksowanych corocznie, korygowanych o cenę gazu ziemnego oraz obniżanych sukcesywnie co roku, począwszy od 2016 roku[25]. Dzięki temu wsparciu pierwszą instalację biometanu uruchomiono w 2013 roku. W rządowym dokumencie *Green gas strategy* z 2021 roku przyjęto, że istniejący system gazowniczy przeznaczony zostanie przede wszystkim do dystrybucji biometanu. System ten składa się z około 900 km rurociągów przesyłowych i 18 000 km rurociągów dystrybucyjnych. Doprowadza on paliwo gazowe do około 430 tys. gospodarstw domowych, 20 tys. przedsiębiorstw oraz 250 podmiotów użyteczności publicznej, produkujących energię elektryczną i cieplną. To potencjalni odbiorcy produkowanego w Danii biometanu. Celem duńskich władz jest bowiem całkowite wyeliminowanie gazu kopalnianego z gospodarki krajowej do 2035 roku i zastąpienie go czystymi gazami, na czele z biometanem, którego produkcja ma się opierać na własnych zasobach substratu[26].

Wdrażanie duńskiej strategii wobec biometanu ma przebiegać poprzez osiąganie kolejnych kamieni milowych w pięciu etapach[27].



Źródło: https://en.energinet.dk/media/bsjijbgd/danish-biomethane-experiences.pdf

Duński system wspierający produkcję „zielonych" gazów został uruchomiony w 2012 roku. Polegał na dofinansowaniu produkcji biogazu poprzez stały poziom dotacji dla kwalifikujących się jego producentów, którzy mogli uzyskać wsparcie finansowe m.in. na uszlachetnianie uzyskiwanego gazu do standardu biometanu. Program dotacji został zamknięty w 2018 roku, ale ponieważ dotacje przyznawano na 20 lat, znaczna część biogazu produkowanego w Danii nadal jest subsydiowana.

Obecnie sprzedaż biometanu w Danii odbywa się na zasadach rynkowych. Sprzedawany jest na rynku gazu ziemnego po wprowadzeniu go do sieci gazowej. Producenci biometanu zawierają transakcje kupna–sprzedaży z działającymi na rynku hurtowym spółkami obrotu, które wprowadzają go do systemu gazowego wraz z pozostałym gazem w systemie. Cena biometanu ma charakter rynkowy i zmienia się w zależności od hurtowych cen gazu ziemnego. Wartość ekologiczna gazu udokumentowana jest gwarancjami pochodzenia.

Produkcja biometanu w Danii, podobnie jak w innych państwach UE, objęta jest systemem gwarancji pochodzenia. Rejestracją i wydawaniem gwarancji pochodzenia dla biometanu wtłaczanego do sieci gazowniczych (dystrybucyjnej oraz przesyłowej) zajmuje się Energinet, duński operator systemu przesyłowego gazu.

Gwarancje pochodzenia (ang. *Guarantees of origin*, GOs) dla biometanu mogą być przedmiotem obrotu przez posiadaczy odpowiednich rachunków. Producent biometanu może sprzedać swoje GOs konsumentowi lub zrobić to za pośrednictwem firmy zajmującej się obrotem energię. Gwarancja pochodzenia jest dowodem pochodzenia „zielonej" wartości energii zakupionej przez konsumenta. Sprzedawcy gwarancji pochodzenia po zawartej transakcji są zobowiązani do wykreślenia gwarancji pochodzenia z rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Energinet[28]. Transfery GO odbywają się w ramach rejestru krajowego lub za pośrednictwem elektronicznych platform obrotu, takich jak ExtraVert[29] do innych rejestrów europejskich. Gwarancje pochodzenia mogą być przekazywane niezależnie od transferu energii, do której się odnoszą. Zapewnia to nieprzerwany transfer od producenta do konsumenta zielonej wartości energii wytworzonej z odnawialnego źródła energii – mimo że jakość produktu końcowego otrzymywanego przez konsumenta jest nie do odróżnienia od gazu konwencjonalnego[30].

W zależności od rodzaju substratu duńskie biogazownie można podzielić na 4 typy:
– zakłady rolnicze,
– oczyszczalnie ścieków,
– zakłady przemysłowe,
– składowiska odpadów.

Około 85% instalacji to zakłady rolnicze, w których głównym wsadem są odpady zwierzęce. Większość biogazowni zlokalizowana jest w zachodniej części Danii, ponieważ tam gęstość hodowli zwierząt jest najwyższa.

Estonia

Ramy prawne dla rozwoju produkcji biometanu zostały przyjęte przez parlament estoński w 2015 roku. Celem estońskich władz jest zwiększenie udziału paliw odnawialnych w sektorze transportu do 14% do 2030 roku, z czego istotna część ma być pokryta właśnie biometanem[31]. Projekty odchodzenia od paliw kopalnych zaczęły być realizowane przede wszystkim w dużych miastach estońskich, których władze zaczęły uruchamiać programy przestawiania transportu miejskiego na paliwo biometanowe[32]. W 2019 roku władze Tartu kupiły 64 autobusy zasilane biometanem do obsługi transportu miejskiego, przestawiając w ten sposób usługi transportu w 100% na paliwo ekologiczne[33]. Do podobnego po-

ziomu zbliżył się transport miejski w Parnawie, w której 95% autobusów wykorzystuje biometan[34]. Sukcesami może pochwalić się także Tallin, stolica kraju, w której odsetek autobusów miejskich wykorzystujących biometan w 2023 roku przekroczył 50%[35]. Biometan jako paliwo wprowadzany jest także do transportu morskiego. W styczniu 2024 roku spółka *Baltic Workboats* podpisała z marynarką wojenną państwa (*Riigilaevastik*) kontrakt na budowę wielozadaniowego statku napędzanego biometanem. Pierwszy „biometanowy" statek ma być zwodowany w 2026 roku[36]. Zastosowanie biometanu w transporcie determinuje techniczno-biznesowy model produkcji w Estonii, który opiera się wyłącznie na instalacjach wytwarzających gaz ścieśniony – bioCNG[37].

* * *

Biometan od kilkunastu lat obecny jest w gospodarkach państw Unii Europejskiej, jednak dopiero w ostatnich dwóch–trzech latach odnotowywany jest istotny przyrost zakładów biometanowych i wyprodukowanych wolumenów. W świetle celów postawionych przez Komisję Europejską – 35 mld m^3 biometanu rocznie w 2030 roku – uzyskiwane obecnie ilości tego gazu nie są jeszcze imponujące.

Podane przykłady państw europejskich pokazują, że rozwój sektora biometanowego zależy od łącznego występowaniu kilku czynników:

- odpowiedniej bazy surowcowej, którą zapewnia krajowe rolnictwo,
- konsekwentnie realizowanej przez państwo strategii,
- aktów prawnych zawierających odpowiednie regulacje,
- państwowego systemu wsparcia, który może składać się z narzędzi finansowych i administracyjnych.

Modele rozwoju infrastruktury wytwórczej biometanu oraz upowszechniania tego gazu w gospodarce mogą być różne, na przykład wykorzystywanie na dużą skalę sieci gazowniczej albo rozbudowa infrastruktury punktowej bioCNG lub bioLNG. Ścieżka rozwoju zależy bowiem od kompilacji specyficznych uwarunkowań występujących w poszczególnych państwach.

Dr inż. Agata Romanowska, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych
Dr Marcin Sienkiewicz, Uniwersytet Wrocławski

[1] Polityka UE wobec emisji metanu wyrażona została przede wszystkim w przyjętej 14 października 2020 roku strategii metanowej, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on an EU strategy to reduce methane emissions, Brussels, 14.10.2020 COM(2020) 663 final.

[2] https://www.europeanbiogas.eu/new-edition-of-the-biomethane-map-shows-37-increase-in-biomethane-capacity-in-the-eu-compared-to-the-previous-map/

[3] EBA, *New edition of the Biomethane Map shows 37% increase in biomethane capacity in the EU compared to the previous map,* https://www.europeanbiogas.eu/new-edition-of-the-biomethane-map-shows-37-increase-in-biomethane-capacity-in-the-eu-compared-to-the-previous-map/

[4] FiT uchwalono 29 marca 2000 roku z inicjatywy koalicji rządzącej SPD i Sojuszu90/Zieloni.

[5] B. Kupiec, *Biometan w strategii energetycznej Niemiec,* Portal Zielona Gospodarka 2023, https://zielonagospodarka.pl/biometan-w-strategii-energetycznej-niemiec-9900

[6] BIOMETHANE FICHE – Germany (2021), https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_DE_web.pdf

[7] Zukunft Gas, *Entwicklung der Biogasanlagen in Deutschland,* https://gas.info/neue-gase/biogas/biogas-entstehung?gad_source=1&gclid=EAIaIQobChMIx_qx-ZCDiAMVtVyRBR2rxS-wEAAYBCAAEgKSi_D_BwE

[8] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Biomethan, https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan

[9] Magazyn Biomasa, 2023 https://magazynbiomasa.pl/niemiecki-rynek-biogazowy-czyli-cala-branza-jednym-glosem/

[10] SIA Partners, 2023, *op.cit.*

[11] ePURE ASBL, *Overview of biofuels policies and markets across the EU*, 2023 https://www.epure.org/wp-content/uploads/2023/02/230227-DEF-REP-Overview-of-biofuels-policies-and-markets-across-the-EU-February-2023-1.pdf

[12] Sustainable Agrobusiness Forum 2021, *Biomethane market development in Germany: status and prospects,* https://saf.org.ua/en/news/1473/

[13] A. Dziubińska, *Strategiczny wymiar francuskiej polityki rolnej,* „Biuletyn PISM", nr 39 (2458), 10.03.2022 rok, https://pism.pl/publikacje/strategiczny-wymiar-francuskiej-polityki-rolnej

[14] Metha France Portail National de la Methanisation, 2022, En chiffres, https://www.methafrance.fr/en-chiffres

[15] Teréga, GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, Panorama des Gaz Renouvelables en France au 31 DÉCEMBRE 2022, https://assets.ctfassets.net/ztehsn2qe34u/4gcWxemhrEy3i7Z8bRiq4n/96dc9c38742c373a3e2892279819c7e6/Panorama-GazRenouvelables2022.PDF

[16] Ustawa o transformacji energetycznej na rzecz ekologicznego wzrostu gospodarczego (LTECV 2019).

[17] Długoterminowy harmonogram energetyczny (PPE).

[18] BEACON 2019, BIO-METHANE SUPPORT POLICY IN FRANCE Study, https://www.euki.de/wp-content/uploads/2019/09/20180827_FR_Biomethane-Support_Study.pdf

[19] *Ibidem.*

[20] https://www.dametis.com/en/biogas-and-biomethane-once-again-very-favorable-prospects-in-France/

[21] https://www.terega.fr/en/newsroom/editorial/what-are-the-perspects-for-biomethane-in-france-in-2023

[22] MEEM, 2017 Rapport De La France: En application de l'article 13.1 du r?glement n° 525/2013 relatif ? un mécanisme pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz ? effet de serre. Paris: Minist?re de l'Environnement de l'Énergie et de la Mer.

[23] Marc-Antoine Eyl-Mazzega and Carole Mathieu (eds.), *Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy*, Études de l'Ifri, Ifri, April 2019.

[24] IEA, *Danish Energy Agreement for 2012–2020 - ban on fossil-fuel based heating,* 27 February 2024. https://www.iea.org/policies/606-danish-energy-agreement-for-2012-2020-ban-on-fossil-fuel-based-heating

[25] Marc-Antoine Eyl-Mazzega and Carole Mathieu (eds.), "Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy", Études de l'Ifri, Ifri, April 2019.

[26] Danisch Ministry of Climate, Energy and Utilites, „Green Gas Strategy", 2021, s. 8.

[27] Energinet, *Danish biomethane experinse,* 21.09.2022, https://en.energinet.dk/media/bsjijbgd/danish-biomethane-experiences.pdf

[28] Energinet, *Guarantees of orgin for renewable gas,* https://en.energinet.dk/gas/biomethane/go-gas/

[29] ExtraVert platform – utworzona w 2021 roku przez European Renewable Gas Registry (ERGaR) platforma umożliwiająca transgraniczny obrót gwarancjami pochodzenia dla biometanu, https://www.ergar.org/renewable-gas-certification/

[30] Energinet, *Guarantees of …,* op.cit., , https://en.energinet.dk/gas/biomethane/go-gas/

[31] https://elering.ee/en/biomethane

[32] *Estonia hoping biomethane-powered buses can still be produced beyond 2030,* 16.10.2023 r., https://news.err.ee/1609133909/estonia-hoping-biomethane-powered-buses-can-still-be-produced-beyond-2030

[33] City-wide gas buses, 02.10.2022 rok, https://business.tartu.ee/projects/city-wide-gas-buses/

[34] EcoCore Core Network Meeting in Pärnu: Leveraging Innovation Ecosystem to Drive Regional Development and Harness Green Transition Opportunities, 08.07.2024 r., https://urbact.eu/ecocore-core-network-meeting-parnu-leveraging-innovation-ecosystem-drive-regional-development-and

[35] *The proportion of buses running on biomethane in Tallinn has exceeded 50% for the first time*, 18.07.2023 r.,https://www.tlt.ee/en/the-proportion-of-buses-running-on-biomethane-in-tallinn-has-exceeded-50-for-the-first-time/

[36] https://bwb.ee/contract-for-green-multipurpose-vessel/

[37] W 2023 roku w Estonii działało 6 instalacji produkujących bioCNG, chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/05/GIE_EBA_Biomethane-Map-2022-2023.pdf.

Energia a rozwój gospodarki cz. I

Waldemar Kamrat

Energia w różnych jej formach użytkowych zaspokaja wiele potrzeb człowieka. Nie trzeba nikogo przekonywać, że bez energii niemożliwe jest korzystanie z osiągnięć ludzkości w zakresie komunikowania się, podróżowania, zaawansowanej technologicznie produkcji przemysłowej i rolnej, a także bardzo podstawowej potrzeby, jaką jest zapewnienie komfortu cieplnego.

Historycznie rzecz ujmując, polska gospodarka uzależniona jest od węgla [12], [14], [15]. W 2020 roku prawie 70% energii elektrycznej wytworzono z paliw węglowych. Do tego należy dodać potrzeby grzewcze i technologiczne, na które w 2020 roku zużyto łącznie około 54 mln ton węgla kamiennego i 46 mln ton węgla brunatnego. Co prawda, Polska poparła nowy cel redukcji emisji o 55%, ale w „Krajowym planie energii i klimatu" (KPEiK), złożonym w 2019 roku do KE, zadeklarowała znacznie niższy niż ambicje europejskie wkład gospodarki krajowej w realizację celu europejskiego (redukcja emisji o 30% w 2030 roku).

W lutym 2021 roku Rada Ministrów przyjęła dokument „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku" (PEP 2040). PEP 2040 i KPEiK zostały skorelowane i stanowiły odpowiedź na politykę europejską według stanu sprzed nowego celu redukcji emisji z pakietu *Fit for 55*. „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku" przedstawia holistyczne podejście do problematyki energetycznej, z uwzględnieniem filarów sprawiedliwej transformacji, przebudowy systemu energetycznego i czystego powietrza [12], [13]. Należy podkreślić, że w lipcu 2019 roku weszły w życie cztery akty prawne, stanowiące unijny pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków", niezwykle ważny dla funkcjonowania wspólnego rynku energii. Regulacje w istotny sposób wpłynęły również na zakres kompetencji i rolę regulatorów w tworzeniu wspólnego rynku. Wymienione akty prawne mają bardzo poważne implikacje w wyznaczaniu kierunków rozwoju polskiej energetyki. Dlatego przedstawione zagadnienia pozwalają postawić tezę, że obecnie istnieje potrzeba opracowania strategii rozwoju rynku energii zaprogramowanego adekwatnie do sytuacji geopolitycznej, społecznej i gospodarczej.

Programowanie rozwoju gospodarki, w tym kreowanie roli rynku energii elektrycznej jako stymulatora rozwoju, wymaga podejmowania racjonalnych decyzji. Jest to trudne, tym bardziej że procesy i procedury programowania i planowania są z reguły złożone, mają nieliniowy charakter i są obarczone dużym ryzykiem. Wymagają zatem stosowania odpowiednich metod i technik rozwiązywania problemów decyzyjnych, które są w stanie sprostać ambitnym wyzwaniom modernizowania i rozwoju polskiej gospodarki.

Metody i techniki rozwiązywania problemów decyzyjnych zasadniczo zależne są od sytuacji decyzyjnej i klasy problemu. Tylko w sytuacji zdeterminowanej poszukiwanie rozwiązań prowadzi do analiz tzw. decyzji racjonalnych, natomiast w pozostałych przypadkach, tj. problemów decyzyjnych w sytuacjach niepewnych czy rozmytych, opiera się raczej na koncepcji tzw. ograniczonej racjonalności. W konsekwencji proces rozwiązywania problemu decyzyjnego sprowadza się do poszukiwania rozwiązań zadowalających, przy czym decydent musi dokonać wyboru modelu między klasą problemów rozwiązywalnych w sposób analityczny a klasą modeli niepodlegających rozwiązaniom analitycznym [7].

Zatem, biorąc pod uwagę typ modelu zastosowany do rozwiązania problemu decyzyjnego, decydent staje przed następującymi możliwościami [7]:

1) problemy deterministyczne i probabilistyczne – modele rozwiązywane metodami analitycznymi,
2) problemy deterministyczne i probabilistyczne – modele rozwiązywane metodami heurystycznymi,
3) problemy niepewne i rozmyte – modele rozwiązywane metodami analitycznymi;
4) problemy niepewne i rozmyte – modele rozwiązywane metodami heurystycznymi.

Kierunki rozwoju sektora energii i racjonalny miks energetyczny

Uwarunkowania klimatyczne funkcjonowania gospodarki, w tym sektora energii, powodują, że w systemie energetycznym zakłada się całkowitą przebudowę źródeł wytwarzania energii elektrycznej, a także systemów ciepłowniczych i rozproszonych źródeł ogrzewania oraz elektryfikację ogrzewnictwa i transportu [12], [13]. Krajowe elektrownie systemowe zasilane węglem dobiegają kresu technicznej zdolności do eksploatacji i ich zastąpienie nowymi źródłami jest ekonomicznie racjonalne. Należy założyć, że „wcześniej niż później" energia elektryczna będzie produkowana ze źródeł wiatrowych (morskich) i solarnych oraz w elektrowniach jądrowych. Szczególną rolę mają pełnić prosumenci, którzy są zarówno wytwórcami, jak i odbiorcami energii. W okresie przejściowym paliwem zapewniającym sterowalną generację energii ma być gaz ziemny. Kierunki przebudowy krajowego systemu wytwarzania uznaje się za właściwe. Proble-

Tabela 1. Prognoza ekspercka miksu energetycznego/nowych mocy w MW w perspektywie 2040 roku według [13]

Technologia	2020	2025 PEP 2040	2025 ekspert	2030 PEP 2040	2030 ekspert	2035 PEP 2040	2035 ekspert	2040 PEP 2040	2040 ekspert
				moc [MW					
Ec. gazowe istniejące	2 688	2 205	2 253	2107	2170	1667	1830	1530	1547
Ec. gazowe nowe	0	480	501	1374	1396	2 048	2 013	2 943	2 417
El. gazowe OCGT	0	0	0	0	0	250	500	3 600	1517
El. gazowe CCGT	0	4 701	2 971	4 701	4 614	6 701	5 748	7 701	6 845
Ec. + El. biomasa/biogaz	658	1115	907	1302	1221	1442	1387	1423	1408
MFW	0	0	0	5 900	3 643	9 590	6 990	9 590	8 814
LFW łącznie	6 300	9 661	8 236	8 663	9179	4 827	8 601	6 939	9 635
W tym LFW repowering	0	-	1015	-	1375	-	1990	-	2 290
EJ PWR3+	0	0	0	0	0	2 200	1061	4 400	2 420
SMR	0	-	-	-	-	-	-	-	-
PV łącznie	4 000	5 114	6 610	5 114	8528	5 114	10 278	9 814	12 255
W tym PV prosument	2 500	-	3 700	-	4 700	-	5 640	-	6185
Razem	13 646	23 276	21478	29 361	30 751	33 839	38 408	47 940	46 858

Objaśnienia
Ec. – elektrociepłownie, El. – elektrownie, OCGT (*Open Cycle Gas Turbine*) – technologia gazowa, cykl otwarty, CCGT (*Combine Cycle Gas Turbine*) – technologia gazowa, cykl kombinowany, MFW – morskie farmy wiatrowe, LEW – lądowe farmy wiatrowe, EJ – elektrownia jądrowa, PWR (*Pressurized Water Reactor*) – reaktor wodny ciśnieniowy, SMR (*Small Modular Reactor*) – mały reaktor modułowy, PV – fotowoltaika.

mem jest natomiast prawidłowa ocena realizacji harmonogramu ogromnego programu inwestycyjnego, zwłaszcza w zakresie energetyki jądrowej, a także wpływu nowych ambicji redukcyjnych (o 55%) na zmianę miksu energetycznego przewidywanego w PEP 2040 [13].

Ekspercka prognoza miksu energetycznego

Na podstawie badań eksperckich opracowano prognozę miksu energetycznego dla Polski, uwzględniającą zmieniające się otoczenie makroekonomiczne, a zwłaszcza dynamikę cen surowców energetycznych w ostatnim okresie i ryzyko związane z realizacją transformacji krajowej energetyki zgodnie z planem zawartym w PEP 2040 [12] (tabela 1).

W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej z istniejącej prognozy, opracowanej przez W. Kamrata [7], wynika, że procentowa struktura racjonalnego miksu energetycznego (moc elektryczna/produkcja energii elektrycznej) dla Polski w perspektywie energetycznej 2040 roku przedstawia się następująco (tabela 2):

- paliwa węglowe – 41%/44%,
- paliwa gazowe – 16%/20%,
- OZE – 43%/36%.

W odniesieniu do źródeł odnawialnych można prognozować udziały/strukturę poszczególnych źródeł w następujący sposób:

- morska energetyka wiatrowa – 20%,
- wiatr na lądzie – 28%,
- fotowoltaika – 20%,
- biomasa – 15%,
- biogaz – 15%,
- woda – 2%.

Tabela 2. Miks energetyczny 2040 według [7]

Specyfikacja	Moc elektryczna [%]	Produkcja energii elektrycznej [%]
Paliwa stałe	41	44
Paliwa gazowe	16	20
Energetyka wiatrowa lądowa	19	17
Energetyka wiatrowa morska	10	12
Fotowoltaika	12	6
Inne	2	1
Łącznie	100	100

W zakresie tzw. technologii hybrydowych, ze względu na stałą presję cenową technologii zeroemisyjnych w elektroenergetyce oraz niską rynkową cenę energii, wszystkie koncepcje hybrydowe w Polsce raczej nie osiągną poziomu konkurencyjności w zastosowaniach energetyki *stricte* wytwórczej, a z pewnością nie w perspektywie 2030 roku [8], [9], [10]. Szerokie wprowadzanie jednostek OZE do systemu elektroenergetycznego nie jest obojętne dla obecnej infrastruktury sieciowej (istnieje pilna potrzeba jej rozbudowy), a także wpływa na pracę sieci. Ogólnie, nowa koncepcja systemu elektroenergetycznego – przejście do zdecentralizowanej sieci – jest obecnie wdrażana w formie koncepcyjnej i pierwszych eksperymentów pilotażowych mikrosieci. W efekcie, system elektroenergetyczny nadal działa jako scentralizowany (ze wszystkimi wymaganiami, takimi jak bezpieczeństwo, centralne zarządzanie, niezawodność), ale jednocześnie musi ponosić koszty przebudowy uwzględniającej nowe rodzaje źródeł. Nie ma możliwości swobodnego przyłączania nowych źródeł do systemu. Inwestorzy muszą uzyskać zgodę na przyłączenie, przy czym licz-

Tabela 3. Porównanie projekcji ludnościowej GUS w Polsce z projekcjami Eurostatu i ONZ w latach 2020–2050 według [7]

Projekcja	Ludność [w mln]						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CSO	38,138	37,741	37,185	36,477	35,688	34,817	3,951
Eurostat	38,346	37,967	37,403	36,763	36,108	35,415	34,696
ONZ	38,143	37,887	37,383	36,629	35,750	34,858	33,994
Średnio	38,209	37,865	37,323	36,623	35,848	35,031	34,213

ba jednostek podłączonych do systemu jest ograniczona stanem technicznym sieci i reżimem pracy infrastruktury elektroenergetycznej [11].

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną

Przedstawione powyżej uwarunkowania formalnoprawne mają bardzo poważne implikacje w wyznaczaniu kierunków rozwoju polskiej elektroenergetyki. Dlatego przedstawione tu zagadnienia pozwalają postawić tezę, że dla rozwoju rynku istnieje potrzeba opracowania prognozy zapotrzebowania na energię w perspektywie długoterminowej, najlepiej do 2050 roku. Taka prognoza powinna uwzględniać sytuację demograficzną, czyli przewidywany spadek liczby ludności w Polsce do 2050 roku. Obecne prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną nie uwzględniały tego warunku. W dalszej części artykułu podjęto to wyzwanie, opracowując taką prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce na podstawie autorskiej metody oraz dostępnych materiałów źródłowych dotyczących zagadnień demograficznych [1], [2], [3], [4].

W procesach modelowania zapotrzebowania na energię elektryczną przydatne mogą być ekstrapolacyjne modele ekonometryczne. Idea modeli ekstrapolacyjnych jest rozwijana przez klasę modeli przyczynowo-skutkowych opartych na poszukiwaniu związków między zapotrzebowaniem na energię elektryczną a wskaźnikami makroekonomicznymi i demograficznymi, takimi jak PKB, populacja, ceny energii itp. Modele mają obszerną bibliografię i dlatego nie są opisane w tym artykule.

Materiały źródłowe wykorzystane do prognozy przedstawiają tabele: 3 i 4 [7].

Tabela 4. Oszacowanie zużycia energii elektrycznej *per capita* w Polsce w okresie 2020–2050 według [7]

Rok	Ludność [mln]	Zużycie energii elektrycznej [kWh/*per capita*]
2020	38,209	4800
2025	37,865	5000
2030	37,323	5833
2035	36,623	6448
2040	35,848	6553
2045	35,031	6700
2050	34,213	6850

Prognozy rozwoju demografii Polski podążają za trendem widocznym w innych krajach Europy Środkowej i Zachodniej. Zapotrzebowanie na zużycie energii elektrycznej per capita znacząco wzrasta, ponieważ jest to związane z rozwojem cywilizacyjnym społeczeństwa.

Przedstawiona poniżej metoda prognozy jest metodą autorską, która w odróżnieniu od poprzednich wiąże zużycie energii elektrycznej z rozwojem społecznym. Pozwala to w prosty sposób oszacować skutki zmian społecznych dla krajowej energetyki w scenariuszach długoterminowych. Zgodnie z założeniami proponowanego modelu, czynnikami odpowiedzialnymi za zużycie energii elektrycznej są czynniki socjologiczne, które w istotny sposób wpływają na wyniki predykcji. Dynamika cen energii elektrycznej ma charakter drugorzędny dla przeciętnego odbiorcy, który biernie akceptuje zmiany cen ze względu na chęć maksymalizacji standardu życia. Metoda opiera się na tym, że – zakładając prognozy zużycia energii elektrycznej per capita – prognozę populacji (opracowaną przez wiarygodne ośrodki badawcze (GUS, Eurostat, ONZ) w formule 5-letnich szeregów czasowych [14], proponuje się przybliżyć te prognozy poprzez wykorzystanie funkcji wykładniczych, aby na końcu (poprzez splot funkcji składowych) otrzymać funkcję zapotrzebowania na energię elektryczną. Tak sformułowany model aproksymacyjny pozwala na sporządzenie prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie długoterminowej dla każdego roku [7].

Zakłada się, że funkcja prognozowania zużycia energii elektrycznej na mieszkańca jest funkcją wykładniczo rosnącą w czasie t i można ją wyznaczyć za pomocą wzoru:

$$F1(t) = A \cdot a^{\alpha t} \quad (1)$$

gdzie:

t – czas,

A – parametr zakresu skali dla funkcji zużycia energii elektrycznej na mieszkańca,

a – podstawa wykładniczej funkcji rosnącej ($a > 1$),

α – czynnik wzrostu.

Podstawiając dane, otrzymuje się wzór:

$$F1(t) = 4{,}8 \cdot 1{,}2^{0{,}07t} \quad (2)$$

Zakłada się, że funkcja prognozowania populacji jest wykładniczą funkcją malejącą w czasie t i można ją wyznaczyć według wzoru:

$$F2(t) = B \cdot e^{-\beta t} \quad (3)$$

gdzie:

B – parametr zakresu skali dla funkcji prognozy populacji,

β – współczynnik redukcji.

Podstawiając dane, otrzymuje się następujący wzór:

$$F2(t) = 38{,}2 \cdot e^{-0{,}004t} \quad (4)$$

Następnie zakłada się, że zależności dla funkcji zapotrzebowania na energię elektryczną F(t) można wyznaczyć według wzoru:

$$F(t) = F1(t) \cdot F2(t) \quad (5)$$

$$F(t) = A \cdot a^{\alpha t} \cdot B \cdot e^{-\beta t} \quad (6)$$

Podstawiając dane, otrzymujemy następujący wzór:

$$F(t) = 4{,}8 \cdot 1{,}2^{0{,}07t} \cdot 38{,}2 \cdot e^{-0{,}004t} \quad (7)$$

$$F(t) = 83{,}4 \cdot 1{,}2^{0{,}07t} \cdot e^{-0{,}004t} \quad (8)$$

Dla poprawności aproksymacji wymagane jest zastosowanie metody najmniejszych kwadratów (LSM), opartej na danych zawartych w tabelach: 5–7, w których wersję obliczeniową v.1 otrzymano w wyniku prostego mnożenia składowych, zaś wersję aproksymacyjną v.2 w wyniku aproksymacji wcześniej określonych funkcji.

Tabela 5. Zużycie energii elektrycznej na 1 mieszkańca dla wersji obliczeniowej i aproksymacyjnej

Rok	Zużycie elektryczności, wersja obliczeniowa v.1 [MWh/*per capita*]	Zużycie elektryczności, wersja aproksymacyjna v.2 [MWh/*per capita*]
2020	4,800	4,800
2025	5,000	5,100
2030	5,833	5,500
2035	6,448	5,800
2040	6,553	6,200
2045	6,700	6,600
2050	6,850	7,000

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6. Projekcja rozwoju demograficznego dla wersji obliczeniowej i aproksymacyjnej

Rok	Populacja, wersja obliczeniowa v.1 [mln]	Populacja, wersja aproksymacyjna v.2 [mln]
2020	35,209	36,200
2025	37,565	37,400
2030	37,323	36,700
2035	36,623	35,900
2040	35,846	35,300
2045	35,031	34,600
2050	34,213	33,800

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 7. Projekcja zużycia energii dla wersji obliczeniowej i aproksymacyjnej

Rok	Zużycie elektryczności, wersja obliczeniowa v.1 [TWh]	Zużycie elektryczności, wersja aproksymacyjna v.2, [TWh]
2020	180,7	183,4
2025	189,3	191,6
2030	217,7	200,2
2035	236,1	209,1
2040	233,3	218,5
2045	243,7	222,3
2050	234,4	238,5

Źródło: opracowanie własne.

W wyniku zastosowania algorytmów analitycznych uzyskano wyniki przedstawione w zamieszczonych tabelach. Dla danych zebranych w tabelach uprzednio zdefiniowane funkcje zostały zweryfikowane za pomocą procedur metody LSM, co w efekcie potwierdza wysoką zbieżność (wysoki poziom współczynnika korelacji), a to oznacza, że funkcje zostały dobrze dobrane.

Prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Bibliografia

1. BP Energy Outlook 2030, London, January 2019.
2. Central Statistic Office: *Population projection in Poland,* Warsaw, 2019.
3. Energy Regulatory Office URE: *Sources materials – Polish energy sector*, Warsaw 2020.
4. European Statistic Office Eurostat-http://epp.eurostat.ec.europe.eu-.eneuropop2013.
5. World Energy Outlook 2019 – Analysis – IEA, IEA Paris, France, 2019; ISBN 978-92-64-97300-8.
6. W. Kamrat, *General Remarks to Experts Team Report for Ministry of Climate – Republic of Poland,* entitled Industry Development, Renewables and Effects for Polish Economy. Gdansk, Poland, May 2020.
7. W. Kamrat, *Development of the Polish energy sector through transformation and harmonization with the European energy and climate policy*. „Gaz, woda i technika sanitarna", nr 11, 2023.
8. J. Kiciński, *Zielona transformacja energetyczna,* IMP PAN, Gdańsk, 2020.
9. Ministry of Climate – Republic of Poland: *Polish Energy Policy 2040,* Warsaw, Poland, 2019.
10. T. Minkiewicz, *The effectiveness of the energy supply system using a nuclear power plant,* Doctorate Dissertation, Gdansk, Poland 2019 (in Polish).
11. K. Świrski et al, *Industry Development, Renewables and Effects for Polish Economy,* Experts Team Report, Ministry of Climate – Republic of Poland, Warsaw, May 2020.
12. S. Tokarski, *Prognoza zapotrzebowania na energię i źródła energii pierwotnej w perspektywie 2040 roku z analizą ryzyka,* GIG Katowice, 2021.
13. S. Tokarski i in., *Transformacja energetyczna Polski,* praca zbiorowa pod red. S. Tokarskiego, GIG 2021.
14. UNO stats, http://esa.un.org/undp/wpp/idex.htm-World Population Prospects.The 2012 revision.
15. Praca zbiorowa pod redakcją W. Kamrata, *Gospodarka energetyczna w warunkach rynkowych,* ISBN 978-83-01-22583-4, PWN, Warszawa, 2023.

Rozwój biometanu w Unii Europejskiej

Beata Wiszniewska

Biometan powoli znajduje swoje miejsce w procesie transformacji energetycznej Unii Europejskiej. Jego wartość jako czynnika niezbędnego do dekarbonizacji gospodarki, a także lokalnego źródła niskoemisyjnego odpowiednika gazu ziemnego, została rozpoznana i uwzględniona w dokumentach unijnych.

Po przyjęciu przez UE w 2019 roku Europejskiego Zielonego Ładu (EZŁ), wytyczającego politykę klimatyczną i energetyczną regionu, powstały kolejne dokumenty. Przede wszystkim pakiet przepisów wdrażających założenia EZŁ, czyli „Gotowi na 55" (*Fit for 55*), który potwierdza polityczne poparcie dla rozwoju zero- i niskoemisyjnych rozwiązań, w tym także produkcji i wykorzystania gazów odnawialnych, do których zalicza się m.in. biogaz, zielony wodór i biometan. *Fit for 55* oznacza prawie zupełną eliminację paliw kopalnych i zastąpienie ich zielonymi technologiami w elektroenergetyce, ciepłownictwie i lekkim transporcie lądowym. Dotyczy to także gazu ziemnego, choć – zgodnie z obowiązującą unijną taksonomią – warunkowo jest jeszcze akceptowany jako paliwo przejściowe.

W 2022 roku, w obliczu kryzysu energetycznego wywołanego agresją Rosji na Ukrainę, UE zdecydowała się na zintensyfikowanie dążenia do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i ograniczenia zależności od importu paliw kopalnych. Właśnie dlatego przyjęła program REPowerEU, w którym biometan zyskuje kluczową rolę, jako jedyny odnawialny zamiennik gazu ziemnego. REPowerEU stawia przed UE niewiążący cel produkcji

> Z analiz KE wynika, że potencjał wytwarzania biogazu w Polsce wyniesie 3,3 mld m³/rok już w 2030 roku, z czego 1,2 mld m³ z odpadów rolniczych i 1,1 mld m³ z odchodów zwierząt.

35 mld m³ biometanu rocznie do 2030 roku, wobec 18 mld m³ w *Fit for 55*. Aby wspomóc osiągnięcie tego celu, Komisja Europejska (KE) we wrześniu 2022 roku utworzyła Partnerstwo Przemysłowe Biometanu, które ma promować zrównoważoną produkcję i stosowanie tego paliwa. Zgodnie ze strategią przyjętą w REPowerEU, KE ma nadal wspierać kraje UE i zaprzyjaźnione kraje sąsiednie, w tym Ukrainę, w opracowywaniu krajowych strategii rozwoju sektora biometanu. Z analiz KE wynika, że potencjał wytwarzania biogazu w Polsce wyniesie 3,3 mld m³/rok już w 2030 roku, z czego 1,2 mld m³ z odpadów rolniczych i 1,1 mld m³ z odchodów zwierząt. Obecnie wykorzystujemy ten potencjał tylko w kilku procentach i jedynie do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ponieważ w Polsce nie działa jeszcze żadna biometanownia.

Tymczasem inne kraje europejskie zauważyły już korzyści płynące z produkcji biometanu i prowadzą działania mające na celu rozwój tego sektora. Moc zainstalowanych biometanowni w UE wynosi już 6,4 mld m³ rocznie. Jeszcze daleko do osiągnięcia celu wyznaczonego na 2030 rok, ale – zgodnie z danymi zebranymi przez Europejskie Stowarzyszenie Biogazu (EBA) – w okresie ostatnich dwóch lat moc zainstalowana biometanowni w UE wzrosła o 37%. Biorąc pod uwagę tempo przyrostu nowych mocy, osiągnięcie wyznaczonego celu 35 mld m³ biometanu w 2030 roku będzie możliwe.

Patrząc na poszczególne kraje, można zauważyć, że największy potencjał produkcyjny mają Niemcy, z mocą zainstalowaną w wysokości 148 tys. m³/h. Jednakże największy wzrost, bo o 45% od 2022 roku zanotowała Francja, której łączna moc wynosi 133 tys. m³/h. W pierwszej piątce najszybszego wzrostu znajdują się jeszcze Włochy, Dania i Wielka Brytania.

W większości tych państw powstały strategie wskazujące cele wytwarzania biometanu, kierunki jego wykorzystania oraz wynikające z tego instrumenty zachęcające do inwestowania w ten sektor. Takie strategie przyjęły m.in. Francja, Włochy, Wielka Brytania i Dania, czego wynikiem jest ciągły wzrost mocy i liczby instalacji. Kierunki wyznaczone w strategii widać w różnych ścieżkach rozwoju sektora. Francja i Dania stawiają przede wszystkim na biometan zatłaczany do sieci, który objęty jest systemem wsparcia. W innych krajach, takich jak Włochy czy Szwecja, większość biometanu wykorzystuje się do produkcji biopaliw płynnych w postaci bioLNG i bioCNG. Różnice wynikają przede wszystkim z różnego stopnia gęstości i dostępności sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego.

Możliwość zatłaczania biometanu do sieci jest kluczowym elementem dla rozwoju sektora biometanu. Gazowe sieci dystrybucyjne były w przeszłości budowane w celu przesyłania gazu z centralnych jednostek do rozproszonych odbiorców. Biometanownie budowane są z zasady na terenach rolniczych, na których kończą się sieci dystrybucyjne, przez co producenci biometanu mają do nich utrudniony dostęp. Dlatego kraje, którym zależy na rozwoju wprowadzają dodatkowe mechanizmy ułatwiające ten proces. We Francji operator sieci OSP lub OSD ponosi do 60% kosztów przyłączenia biometanowni, do maksymalnej wysokości

600 000 euro. W Niemczech koszty zatłaczania biometanu do sieci gazowej także są dzielone. Operator biometanowni ponosi 25% kosztów budowy, a operator sieci gazowej 75%. W przypadku długości gazociągu mniejszej niż 1000 m udział operatora biometanowni nie może przekroczyć 250 000 euro. Jeżeli przyłącze jest dłuższe niż 10 km, operator instalacji ponosi 100% dodatkowych kosztów. Taki podział kosztów pozwala na najbardziej racjonalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury i pozwala na odciążenie wytwórcy biometanu, który z reguły otrzymuje stałą stawkę za sprzedawany biometan, bez względu na długość przyłącza.

W krajach europejskich widoczne jest różne podejście do wielkości instalacji biometanowych. Duże instalacje dominują w Danii (ich średnia moc wynosi prawie 1500 m^3/h) oraz Wielkiej Brytanii (średnia moc wynosi prawie 1000 m^3/h). W tych krajach postawiono na korzyści wynikające z większej skali przedsięwzięć. Natomiast we Francji instalacje są znacznie mniejsze (średnia moc wynosi 220 m^3/h), co wynika z rozproszenia rolnictwa i przetwórstwa spożywczego, a także chęci wspierania instalacji położonych na terenach niezurbanizowanych. Na tej samej zasadzie tworzone są systemy wsparcia. W Danii promowane są większe instalacje, podczas gdy we Francji stawka wsparcia operacyjnego jest zmniejszana wraz ze wzrostem wielkości, co motywuje do budowania mniejszych instalacji.

Warto bliżej przyjrzeć się Francji. W ostatnich latach notuje ona najbardziej dynamiczny rozwój biometanu, co jest efektem stosowania różnych systemów wsparcia. Przede wszystkim w dokumentach strategicznych zostały określone cele i kierunki rozwoju sektora. W długoterminowym harmonogramie energetycznym zatłaczanie biometanu uznano kierunkiem priorytetowym i wyznaczono cel do 2030 roku na poziomie od 7% do 10% całkowitej ilości gazu przesyłanego sieciami. W związku z przyjętym priorytetem zatłaczania do sieci, produkcja biometanu na potrzeby transportu wynosi jedynie 14%, mimo że francuska flota pojazdów ciężkich zasilanych bioCNG jest największa w Europie, a w kraju działa łącznie ponad 300 stacji paliw mogących przyjmować biometan jako paliwo transportowe.

We Francji od lat istnieje system finansowania instalacji poprzez taryfy gwarantowane dla zatłaczania biometanu do sieci, organizowane są także aukcje dla większych instalacji (powyżej 25 GWh rocznie). Przykład Francji wskazuje, że jakkolwiek finansowy system wsparcia jest konieczny, to nie jest wystarczający. Kluczowym instrumentem dodatkowym okazały się dopłaty do przyłączenia biometanowni do sieci. Początkowo wynosiły one 40%, a od 2022 roku podniesione zostały do 60% kosztów przyłącza. Dopiero wdrożenie tego mechanizmu zadecydowało o większej rentowności instalacji i zmobilizowało inwestorów do angażowania się w sektor biometanu na szerszą skalę.

Ponadto, Francja planuje rozszerzenie rynku o instrumenty zachęt po stronie popytowej. Począwszy od 2026 roku zacznie działać system certyfikatów produkcji biogazu, który ma zmotywować dostawców gazu ziemnego do integracji biometanu produkowanego bez państwowego wsparcia. Dodatkowo, biometan od 2026 roku zostanie włączony do mechanizmu rozliczania udziału paliw odnawialnych w transporcie (*Tiruert*), co zwiększy popyt na to paliwo.

Kolejnym mechanizmem wspierającym rozwój produkcji biometanu we Francji jest „prawo do zatłaczania", wprowadzone w 2019 roku. Umożliwia ono operatorom sieci dokonanie niezbędnej adaptacji istniejącej sieci oraz inwestowanie w nową infrastrukturę ułatwiającą podłączanie nowych instalacji biometanowych. W ramach obowiązywania tego prawa, we Francji łączy się pierścieniowo sieci dystrybucyjne i buduje się stacje rewersyjne, pozwalające na przepompowywanie gazu z sieci dystrybucyjnej niskiego ciśnienia do sieci wysokiego ciśnienia. Obecnie działają już 23 instalacje rewersyjne, a kolejnych 28 jest przygotowywanych.

W efekcie konsekwentnego wdrażania przyjętej strategii i mechanizmów wspierających rozwój biometanu postępuje we Francji szybciej niż zakładano. Wyznaczony na 2023 rok cel 0,6 mld m^3 biometanu wprowadzonego do sieci został zrealizowany z ponad rocznym wyprzedzeniem. Obecnie Francja dysponuje potencjałem instalacji do zatłaczania w wysokości 1,2 mld m^3/rok. Kraj nie ustaje jednak w wysiłkach nad dalszym rozwojem sektora biometanu, ponieważ przyjęty cel na 2030 rok jest bardzo ambitny i wynosi 6 mld m^3 rocznie. Patrząc na obecne tempo wzrostu, osiągnięcie założonego celu wydaje się we Francji możliwe.

Polskie realia są na razie inne. W naszych dokumentach strategicznych, zwłaszcza w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040) nie ma odzwierciedlenia ambitnych celów unijnych. Biogaz i biometan są traktowane marginalnie, bez zwrócenia uwagi na ich zasadniczą rolę w procesie dekarbonizacji gospodarki. Obecnie przygotowywana aktualizacja „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu", która będzie stanowiła podstawę do aktualizacji PEP 2040, ma zawierać scenariusz ambitny, wychodzący poza kontynuację istniejących trendów. Powinien on uwzględniać już wytyczne z ostatnich dokumentów strategicznych UE, dotyczące biogazu i biometanu.

W polskich dokumentach strategicznych, zwłaszcza w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040) nie ma odzwierciedlenia ambitnych celów unijnych. Biogaz i biometan są traktowane marginalnie, bez zwrócenia uwagi na ich zasadniczą rolę w procesie dekarbonizacji gospodarki.

Jak wskazują przykłady z innych krajów, dla rozwoju sektora biometanu kwestią kluczową jest uwzględnienie tego medium w dokumentach strategicznych. Inwestorzy zainteresowani zaangażowaniem się w branżę powinni zyskać pewność co do kierunku polityki energetycznej Polski w odniesieniu do biometanu. Ułatwi to podejmowanie długotrwałych procesów inwestycyjnych i długoletnich zobowiązań finansowania kapitałochłonnych inwestycji, jakimi są takie instalacje. Jasna strategia powinna wskazać cele i priorytety rozwoju, a także mechanizmy wspomagające, takie jak wsparcie operacyjne, zwiększanie możliwości przyłączenia do sieci, ewentualny podział kosztów przyłączy między wytwórcę biometanu a operatora sieci czy instrumenty motywujące stronę popytową, np. przemysł paliwowy, do wykorzystywania w większym stopniu zaawansowanych paliw odnawialnych, wśród których jest biometan.

Beata Wiszniewska, Polska Grupa Biogazowa S.A.

Zrównoważony rozwój i lokalna ekonomia – rola spółdzielni energetycznych w transformacji rynku biogazu i biometanu

Agnieszka Stangreciak, Piotr Zacharski

Produkcja biogazu i biometanu to strategiczne kierunki rozwoju zarówno dla Unii Europejskiej, jak i Polski. Dekarbonizacja rolnictwa, narastający problem z gospodarką odpadami, budowa bezpieczeństwa energetycznego, a także konieczność bilansowania produkcji energii niezależnymi od pogody źródłami OZE, to główne powody rosnącego znaczenia biogazu i biometanu w miksie energetycznym.

Niewykorzystany potencjał

W Polsce działają obecnie 383 biogazownie. Dla porównania: w całej Unii Europejskiej jest ich około 20 000, z czego prawie połowa znajduje się w Niemczech. Na kolejnych miejscach plasują się Włochy (ponad 1500 instalacji) i Francja (ponad 800 instalacji). W Polsce udział tego źródła energii wciąż pozostaje na znikomym poziomie, mimo że dysponujemy ogromnym potencjałem, który – według szacunków – wynosi 13,5 mld m^3 biogazu rocznie[1]. W 2023 roku rolnictwo wygenerowało 3,3% całego PKB wytworzonego w Polsce[2]. Powierzchnia użytków rolnych wynosi około 60% powierzchni naszego kraju i jesteśmy szóstym producentem żywności w Unii Europejskiej. Oprócz tego 1/3 ogólnej masy odpadów komunalnych wytworzonych w 2023 roku stanowiły bioodpady. Są to solidne podstawy do rozwoju sektora.

Zrównoważony rozwój kluczowym elementem strategii gospodarczych i polityk klimatycznych w UE

W obliczu globalnych wyzwań związanych ze zmianami klimatu i koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych, zrównoważony rozwój stał się kluczowym elementem strategii gospodarczych i polityk klimatycznych w Unii Europejskiej. Komisja zaleca redukcję emisji gazów cieplarnianych netto do 2040 roku o 90% w porównaniu z poziomami z 1990 roku. Cel ten ma pomóc europejskiemu przemysłowi, inwestorom, osobom prywatnym i rządom krajów UE w podejmowaniu w decyzji, które utrzymają kurs UE na osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku. Europejskie prawo o klimacie ustanawia przepisy dotyczące celu określonego w Europejskim Zielonym Ładzie. Prawo to określa pośredni cel, polegający na zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 roku o co najmniej 55% w porównaniu z poziomami z 1990 roku.

Również Polska, jako członek wspólnoty, zobowiązana jest do realizacji tych ambitnych celów. Najnowsza wersja „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu" przewiduje, że w 2030 roku zużycie węgla kamiennego w energetyce spadnie o połowę, aby osiągnąć neutralność klimatyczną w 2050 roku. Nie będzie to jednak możliwe bez zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, w tym biogazu i biometanu. Szacuje się, że tylko dzięki biogazowniom rolniczym o mocy 2000 MW można uniknąć nawet 12,5 mln ton ekwiwalentu CO_2 rocznie i wytworzyć 60 mln ton pofermentu, co zredukowałoby zapotrzebowanie na nawozy azotowe o 25%, a nawozy potasowe o 50%[3]. Przyjmując natomiast szacunki Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, wykorzystanie potencjału substratów odpadowych powstających w rolnictwie i jego otoczeniu pozwoliłoby na redukcję emisji CO_2 nawet o 21,8 mln ton![4]. Dzięki ograniczeniu zapotrzebowania na syntetyczne nawozy i pestycydy, których produkcja jest energochłonna i generuje znaczące ilości gazów cieplarnianych, zmniejszy się ślad węglowy rolnictwa. Produkcja biogazu wpisuje się również w założenia gospodarki obiegu zamkniętego, stwarzając możliwość zagospodarowania strumienia odpadów z rolnictwa, gospodarstw domowych i osadów ściekowych. Ich emisyjność w niektórych przypadkach może mieć nawet ujemne wartości, co oznacza, że dla klimatu zdecydowanie lepsze będzie ich wykorzystanie do produkcji zielonego paliwa niż składowanie.

Bezpieczeństwo energetyczne

Nie bez znaczenia dla rozwoju tego sektora jest również sytuacja geopolityczna. Tocząca się wojna w Ukrainie istotnie wpłynęła na przyspieszenie dywersyfikacji źródeł energii, związane zwłaszcza z koniecznością zastąpienia gazu ziemnego, którego znaczne ilości importowane były z Rosji. Tym samym wzrosła rola biometanu, który może stanowić alternatywę dla sporej część zapotrzebowania na ten surowiec (szacuje się, że nawet 40%). Unia Europejska planuje zwiększenie produkcji biometanu do 35 mld m^3 rocznie do 2030 roku. Jest to dwukrotnie więcej, niż zakładał cel z *Fit for 55*. W kontekście geopolitycznych na-

pięć posiadanie własnych, odnawialnych źródeł energii jest kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego zarówno UE, jak i naszego kraju.

Brak akceptacji społecznej jedną z kluczowych barier rozwoju sektora

Z budową biogazowni wiążą się jednak liczne wyzwania. Poza kwestiami dotyczącymi wysokich kosztów inwestycyjnych, jedną z kluczowych barier jest brak akceptacji społecznej. Mieszkańcy, zwłaszcza żyjący w bezpośrednim sąsiedztwie potencjalnej instalacji, obawiają się negatywnego wpływu biogazowni na środowisko naturalne, zdrowie czy estetykę okolicy. Najczęstszym, choć bezpodstawnym zarzutem jest uciążliwość odorowa, dotycząca rzekomych zapachów towarzyszących tego typu instalacjom. Obawy te nie są uzasadnione wobec prawidłowo zaprojektowanej i eksploatowanej instalacji. W procesie fermentacji zostaje wyeliminowanych do 80% związków odorotwórczych, a powstający poferment jest niemal bezwonny i przypomina zapach rozpuszczonej w wodzie ziemi ogrodniczej.

Jedną z możliwości rozwiązania tego problemu jest rozwój tzw. energetyki rozproszonej (obywatelskiej), zakładającej udział odbiorców końcowych zarówno w produkcji energii, jak i efektywnym jej wykorzystaniu. Dla dobra rozwoju sektora istotne jest, aby odwrócić praktyki, w których biogazownie tylko korzystają z zasobów społeczności lokalnych, na takie, które przyczyniają się do ich rozwoju i dobrobytu. Poprzez inwestowanie w lokalne zasoby, edukację i demokratyczne zarządzanie spółdzielnie energetyczne mogą stać się ważnym elementem nowoczesnej, zrównoważonej gospodarki.

Spółdzielnia energetyczna, czyli jak włączyć lokalną społeczność

Spółdzielnia energetyczna została wprowadzona do ustawy o odnawialnych źródłach energii w 2015 roku. Nowelizacja ww. ustawy w 2019 roku doprecyzowała i rozszerzyła zasady tej formy działalności. Jednak dopiero ostatnia zmiana, z 1 października 2023 roku, wynikająca z konieczności dostosowania polskich przepisów do dyrektywy RED II, zaznaczyła rolę spółdzielni energetycznych.

Zgodnie z definicją zawartą w art. 38c ustawy o odnawialnych źródłach energii: „spółdzielnia energetyczna działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub sieci dystrybucyjnej gazowej lub ciepłowniczej, zaopatrujących w energię elektryczną, biogaz, biogaz rolniczy, biometan lub ciepło wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora lub do danej sieci ciepłowniczej".

Głównym założeniem działalności spółdzielni energetycznych jest zrzeszanie lokalnych społeczności w celu osiągnięcia wspólnych korzyści gospodarczych m.in. poprzez znaczące obniżenie kosztów zakupu energii dla jej członków oraz wyższe przychody dla jej wytwórców, przy wykorzystaniu dostępnych lokalnie zasobów. Taki model współpracy umożliwia także podział kosztów inwestycyjnych na większą liczbę podmiotów, przekładając się tym samym na możliwość wybudowania wydajniejszych instalacji, które będą mogły zaopatrywać w energię większą liczbę odbiorców. Liczba członków spółdzielni może wynosić od 3 do 1000.

Działalność spółdzielni energetycznych regulują – poza ustawą o odnawialnych źródłach energii – prawo energetyczne, prawo spółdzielcze oraz ustawa o spółdzielniach rolników. Natomiast organem prowadzącym wykaz spółdzielni energetycznych jest Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR). Według danych z 1 marca 2024 roku, w wymienionym wykazie zarejestrowano 28 spółdzielni energetycznych. Pierwsza została zarejestrowana w maju 2021 roku, do końca 2022 roku istniały jedynie dwie spółdzielnie energetyczne, natomiast w 2023 roku zarejestrowano ich aż 19. W pierwszych dwóch miesiącach bieżącego roku założono kolejnych 7 spółdzielni.

Jakie są główne korzyści z powołania spółdzielni?

1. Poprawa sytuacji finansowej członków spółdzielni i ich rodzin, związana z możliwością korzystania z niższych cen energii w porównaniu z cenami rynkowymi.
2. Spółdzielcy mają możliwość skorzystania z dotacji, upustów oraz preferencyjnych pożyczek, co także pozytywnie przekłada się na ustalenie końcowej ceny pobieranej energii elektrycznej.
3. Poprawa jakości środowiska naturalnego poprzez zwiększenie udziału OZE oraz redukcję emisji pochodzących z transportu. Wykorzystanie lokalnych odpadów organicznych do produkcji biogazu redukuje potrzebę transportowania tych odpadów na duże odległości.
4. Zaangażowanie gmin w zieloną transformację.
5. Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego regionu, a docelowo państwa, czego nie są w stanie zapewnić duże konwencjonalne jednostki wytwórcze.
6. Budowanie relacji gospodarczych w ramach wspólnoty lokalnej.
7. Zwiększenie konkurencyjności firm poprzez niższe koszty energii.
8. Nowe szanse dla rozwoju rolnictwa dzięki wykorzystaniu odpadów oraz redukcji zużycia nawozów sztucznych.
9. Zyski generowane przez spółdzielnie pozostają w lokalnej społeczności, wspierając jej rozwój.
10. Edukacja i zaangażowanie społeczności w projekty energetyczne przyczyniają się do wzrostu świadomości ekologicznej.
11. Demokratyczny model zarządzania sprzyja transparentności i budowaniu zaufania wśród członków społeczności.
12. Projekty związane z produkcją biogazu i biometanu oraz działaniem spółdzielni generują nowe miejsca pracy na lokalnym rynku. Są to zarówno miejsca pracy bezpośrednio związane z produkcją energii, jak i pośrednio, np. w sektorze usługowym czy edukacyjnym.

Polski sektor energetyczny czeka obecnie wiele wyzwań wynikających z przyjętej polityki energetycznej i klimatycznej UE, sytuacji geopolitycznej, a także z rosnących kosztów wytwarzania energii, związanych głównie z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych oraz kosztów przesyłu i dystrybucji energii. Spółdzielnie energetyczne stanowią więc rozwiązanie warte uwagi, mogące korzystnie wpłynąć na rozwój branży biogazowej. Dzięki spółdzielniom możemy rozwiązać zarówno problem wysokich nakładów inwestycyjnych, jak i problemy akceptacji społecznej – każdy członek spółdzielni staje się interesariuszem/udziałowcem inwestycji realizowanej lokalnie. Co więcej, w ocenie Ministerstwa Rozwoju i Technologii potencjał lokalnych wytwórców OZE jest najlepiej wykorzystywany właśnie w ramach społeczności energetycznych.

Agnieszka Stangreciak, Piotr Zacharski, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy

[1] Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Dach i in., 2020.
[2] https://www.ifp.org.pl/wp-content/uploads/2024/03/20-lat-w-UE-polskiego-rolnictwa_Slawomir-Dudek.pdf
[3] https://www.gov.pl/web/rolnictwo/rozwoj-biogazowni-rolniczych--sejm-przyjal-ustawe
[4] Raport 2021 „Wieprzowina – nowa perspektywa".

Czy należy bać się biogazowni?

Obawy społeczeństwa związane z ich budową i funkcjonowaniem

Wojciech Czekała

Tematyka dotycząca odnawialnych źródeł energii przybiera na znaczeniu od wielu lat. Z każdym rokiem zwiększa się zarówno liczba, jak i moc instalacji OZE. Jest to związane z realizacją założeń mających na celu ograniczenie oddziaływania na środowisko. Szczególnym rodzajem instalacji są biogazownie, w których biogaz produkowany jest w sposób stabilny i przewidywalny. Dodatkową korzyścią związaną z działaniem omawianych instalacji jest możliwość zagospodarowania różnych odpadów ulegających biodegradacji. Mimo że zalety biogazowni znane są większości interesariuszy, nadal wiele nowych inwestycji budzi kontrowersje, głównie wśród okolicznych mieszkańców. Czy faktycznie należy obawiać się biogazowni?

Rola biogazowni w kontekście gospodarki o obiegu zamkniętym

Dążąc do zrównoważonego rozwoju, należy systematycznie prowadzić przemyślane działania w wielu obszarach. Dotyczą one m.in. życia, zdrowia ludzi czy środowiska. Nieustanny wzrost gospodarczy związany jest z ciągłą ingerencją w biosferę, co w wielu przypadkach jest nieodwracalne. Biogazownie odgrywają ważną rolę zarówno w gospodarce państwa, jak i regionu czy gminy. Jest to szczególnie ważne w kontekście mniejszych społeczności, ponieważ właśnie tam zarówno korzyści, jak i obawy są najbardziej widoczne.

Biogazownie wpisują się zarówno w zasadę zrównoważonego rozwoju, jak i gospodarki o obiegu zamkniętym. Jest to związane przede wszystkim z gospodarką odpadami, transformacją i dekarbonizacją gospodarki – zgodnie z przyjętą polityką środowiskową czy obraną drogą, zmierzającą do ograniczenia oddziaływania człowieka na środowisko. Przetwarzając odpady ulegające biodegradacji na energię, nie tylko ogranicza się ich ilość kierowaną do składowania czy do spalarni odpadów, ale redukuje się też zużycie innych nośników energii. Dlatego biogazownie powinny być preferowanym źródłem OZE, pozwalającym uzyskać korzyści zarówno środowiskowe, jaki i gospodarcze.

Obawy społeczeństwa związane z budową i działaniem biogazowni

Biogazownie są instalacjami, które praktycznie codziennie w bezpośredni sposób oddziałują na lokalną społeczność. Nie chodzi tu jedynie o efekt ich umiejscowienia w krajobrazie, ale o kwestie związane m.in. z dostarczeniem substratów oraz zagospodarowaniem produktów. Działanie biogazowni opiera się na systematycznym dostarczaniu wsadu do instalacji, z którego powstanie biogaz, a potem energia. Surowce te są pozyskiwane lokalnie zarówno od rolników, jak i przedsiębiorców. W przypadku biogazowni komunalnych może to być związane również z pozyskiwaniem bioodpadów pochodzących z selektywnej zbiórki odpadów komunalnych. Z drugiej strony, należy stale gospodarować nie tylko wyprodukowanym biogazem, ale również i ciepłem wytworzonym w kogeneracji oraz pofermentem, będącym wartościowym nawozem. Tak bliskie współistnienie instalacji ze społeczeństwem, występujące w przypadku biogazowni, nie jest widoczne w innych odnawialnych źródłach energii. Czego najczęściej obawia się społeczeństwo?

Obawy przed nową inwestycją. Budowa biogazowni, tak jak innych instalacji przetwarzających odpady na energię, często budzi obawy lokalnej społeczności. Zadaniem inwestora jest wyjaśnić wszystkim interesariuszom, a zwłaszcza okolicznym mieszkańcom, z czym związane jest działanie instalacji – zarówno w aspekcie pozytywnym, jak i negatywnym. Jedno ze stwierdzeń mówi, że ludzie boją się zmian, nawet na lepsze. Zdanie to dokładnie odzwierciedla zagadnienia związane z budową i działaniem biogazowni. Omawiane instalacje z założenia mają przynieść korzyści inwestorowi i lokalnej społeczności między innymi dzięki nowym miejscom pracy, rozwojowi lokalnej infrastruktury czy dostępowi do taniego ciepła czy nawozu. Obawy i wątpliwości przed czymś nowym są naturalne dla wielu mieszkańców. Dlatego komunikacja obejmująca m.in. edukację środowiskową powinna zacząć się

już na początku realizacji inwestycji. Dobrym rozwiązaniem jest również organizacja wyjazdów studyjnych i technicznych, alby każdy interesariusz mógł zobaczyć, jak w rzeczywistości działa instalacja. Po takim wyjeździe, który pozwala zrozumieć jak działa instalacja, znaczna część osób lepiej postrzega inwestycje, przekonuje się o bezpieczeństwie obiektu czy braku odorów.

Spadek wartości nieruchomości. Biogazownia, tak jak każda inwestycja, może wpłynąć na cenę sąsiednich nieruchomości. Należy jednak podkreślić, że wpływ ten może być zarówno pozytywny, jak i negatywny. Największe obawy związane są z niekorzystnymi czynnikami dotyczącymi eksploatacji biogazowni. Według przeprowadzonych badań, społeczeństwo jako jeden z głównych powodów podaje możliwość występowania odorów. To właśnie ten aspekt najczęściej wpływa na niechęć do budowy biogazowni z obawy nie tylko o komfort życia, ale również spadek cen nieruchomości. Nieprawidłowe postrzeganie inwestycji może prowadzić do spadku cen w okolicy. Należy jednak pamiętać o tym, że istnieją regulacje prawne dotyczące lokalizacji biogazowni, mające na celu ograniczenie oddziaływania instalacji na środowisko. Z drugiej strony, należy zwrócić uwagę na korzyści związane z istnieniem biogazowni. Dostrzegając zalety wynikające m.in. z możliwości zagospodarowania odpadów czy uzyskania ciepła na preferencyjnych warunkach, okolice biogazowni mogą być postrzegane jako atrakcyjne. Mając na uwadze wszystkie aspekty, budowa biogazowni może zarówno zwiększyć, jak i zmniejszyć wartość okolicznych nieruchomości, a na ceny wpływa wiele czynników związanych nie tylko z samą biogazownią.

Ingerencja w lokalną infrastrukturę. Kolejnym argumentem wskazywanym przez okolicznych mieszkańców jest obawa przed ruchem pojazdów dowożących poferment, powodującym niszczenie infrastruktury. Substraty do biogazowni są dostarczane prawie codziennie, jednak liczba transportów na ogół nie przekracza pięciu kursów. Należy pamiętać, że biogazownia jest źródłem podatków dla gminy, które w pewnej części przeznaczane są na infrastrukturę, a jej rozwój pozytywnie wpływa na kolejne inwestycje, podnosząc atrakcyjność danej gminy.

Nieprzyjemne zapachy. Kwestie nieprzyjemnych zapachów są najczęściej wskazywane na pierwszym miejscu spośród wszystkich obaw społeczeństwa przed budową biogazowni. Obawy te są bezpośrednio związane również z możliwością spadku cen nieruchomości. Nieprzyjemne zapachy mogą pojawiać się w przypadku braku wiedzy i nieprawidłowego magazynowania i przetwarzania odpadów, prowadzenia procesu fermentacji oraz zagospodarowania pofermentu. Komory fermentacyjne są szczelne, co wiąże się z warunkami beztlenowymi, niezbędnymi do produkcji biogazu. Biogazownie należy zaliczyć do obiektów, które praktycznie nie emitują odorów, nie są więc uciążliwe dla okolicznych mieszkańców. W wielu przypadkach budowa biogazowni wręcz pomaga redukować problemy związane z odorami występującymi na obszarach rolniczych. Należy jednak zwrócić uwagę na to, aby personel pracujący w biogazowni dbał o każdy element związany z eksploatacją instalacji.

Ingerencja odpadów i pofermentu w środowisko. Negatywne postrzeganie biogazowni wynika też z gospodarki pofermentem. Jednak poferment wykorzystywany jest przede wszystkim jako wartościowy nawóz. Możliwość i przydatność jego zastosowania w rolnictwie została wskazana w licznych pracach naukowych. W rolnictwie wykorzystuje się m.in. nawozy naturalne, takie jak obornik czy gnojowica. Ze względu na możliwość ich oddziaływania na środowisko (m.in. emisje gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczenie wód) wprowadzane są coraz bardziej rygorystyczne regulacje. Poferment, postrzegany jako zagrożenie, może być wręcz częściowym rozwiązaniem tych problemów. Jego właściwości są ściśle związane z substratami wykorzystywanymi do produkcji biogazu, wśród których są nawozy naturalne. Różnica polega na tym, że poferment jest ustabilizowanym produktem, z którego emisje są znacznie ograniczone w stosunku do obornika czy gnojowicy. Poza dostarczeniem makro- i mikroelementów poferment jest źródłem materii organicznej, czyli może zwiększać pH gleby. Przy prawidłowo prowadzonej gospodarce nawozami jego oddziaływanie na środowisko i glebę jest lepsze niż przy stosowaniu innych nawozów.

Ingerencja w krajobraz. Biogazownia, jak każda inwestycja, ingeruje w krajobraz. Postrzeganie jej przez społeczeństwo zależy od wielu czynników. Jednak podobne instalacje działają na obszarach wiejskich czy w strefach przemysłowych i inwestycyjnych. W przypadku biogazowni nie występuje inna, nietypowa ingerencja w krajobraz niż na przykład przy farmach wiatrowych, będących instalacjami o znacznej wysokości. Aspekt ten może być jednak postrzegany odmiennie przez każdego mieszkańca.

* **

Tematów dotyczących udziału społeczeństwa w ochronie środowiska oraz przy instalacjach OZE przybywa z każdym rokiem. Społeczeństwo staje się coraz bardziej świadome nowo powstających inwestycji. Inwestor, mając to na uwadze, powinien od początkowych etapów prowadzić dialog z interesariuszami, tak aby zadbać o dobrą relację, pozwalającą na uzyskanie obopólnych korzyści. Realizacja każdej inwestycji powinna bowiem odbywać się bez negatywnych konsekwencji dla ludzi i środowiska. Prawidłowo działające biogazownie mogą przynieść korzyści i inwestorowi, i społeczeństwu.

Obserwowano przypadki zarówno wzrostu, jak i zmniejszenia się poparcia społeczeństwa dla biogazowni w trakcie procesu inwestycyjnego. Pokazuje to, że z czasem relacje inwestora z interesariuszami mogą się poprawić albo pogorszyć. Dlatego o prawidłowe relacje należy dbać w całym procesie inwestycyjnym. Zdaniem autora, podstawowym zagadnieniem pozwalającym osiągnąć korzyści obu stronom jest edukacja środowiskowa oraz prawidłowo prowadzone działania związane z komunikacją, pomagające zwiększać świadomość oraz wyjaśnić ewentualne niejasności. W wielu przypadkach działania te nie są prowadzone lub prowadzone są w sposób nieprawidłowy, co zmniejsza szanse inwestora na uzyskanie poparcia dla planowanej inwestycji.

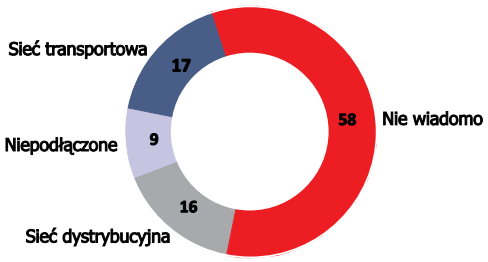
Prof. dr hab. inż. Wojciech Czekała, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Prawne aspekty **wprowadzenia biometanu do sieci**

Anna Dąbrowska-Niepytalska

Biometan spełniający kryteria zrównoważonego rozwoju to w pełni odnawialne źródło energii, mogące pełnić rolę zamiennika gazu ziemnego. Molekuły oczyszczonego biogazu są zasadniczo tymi samymi molekułami co gaz ziemny – metan (CH_4), czyli najprostszy węglowodór nasycony. Dlatego po spełnieniu odpowiednich parametrów jakościowych biometan może być stosowany alternatywnie lub uzupełniająco do gazu ziemnego w przemyśle, transporcie i ciepłownictwie. Ma jednak ogromną przewagę nad gazem ziemnym, zwłaszcza w kontekście dekarbonizacji. Na początku 2023 roku Europejskie Stowarzyszenie Biogazu (EBA) dokonało oceny przepisów dotyczących podziału kosztów przyłączenia biometanowni do sieci gazowej w 28 krajach europejskich (27 państwach UE oraz Wielkiej Brytanii). Według danych za 2022 rok 75% biometanowni było przyłączonych do sieci gazowej (z czego 58% do sieci dystrybucyjnych, a 17% do sieci przesyłowych) [1].

Rysunek 1. Odsetek biometanowni podłączonych do sieci dystrybucyjnych i przesyłowych w Europie w 2022 roku



Chociaż żadna instalacja do wytwarzania biometanu nie została dotychczas w Polsce uruchomiona, jednak wiele projektów jest już na ostatniej prostej. Tymczasem otoczenie prawne w zakresie produkcji i transportu biometanu nie jest w pełni przejrzyste. Niniejsze opracowanie ma za zadanie zobrazować główne wyzwania prawne w tym zakresie i przedstawić wnioski, które pomogą zrozumieć istotę tej skomplikowanej sytuacji.

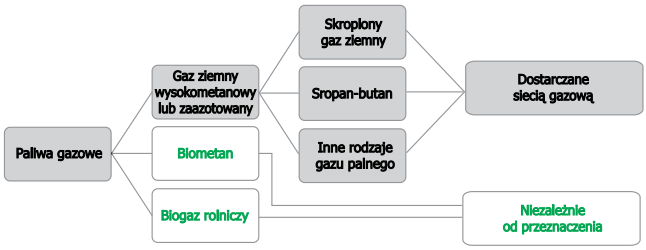
Wytwarzanie biometanu a biometan jako paliwo gazowe

Produkcja i zatłaczanie biometanu do sieci gazowych są zależne od połączenia kilku czynników: prawnych, ekonomicznych i technicznych. Aspekty te muszą być jasno określone, aby producenci biometanu i operatorzy sieci zrozumieli system, znali swoje obowiązki i zasady finansowania. W prawie krajowym należy wyraźnie rozdzielić dwa reżimy prawne. Zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania biometanu w instalacjach OZE zostały uregulowane w ustawie o OZE[2], natomiast zasady i warunki zaopatrzenia oraz użytkowania paliw gazowych (w tym biometanu) – w prawie energetycznym[3]. Uzupełnieniem przepisów ustawowych są rozporządzenia, które łącznie stanowią akty prawa powszechnie obowiązującego. W tych źródłach prawa powinny być w sposób wyczerpujący ujęte wszystkie kwestie mające zasadnicze znaczenie dla prowadzenia działalności – zarówno wytwórcy biometanu, jak i operatora systemu gazowego. Wynika to m.in. z zasad techniki prawodawczej.

Zgodnie z definicją legalną, zawartą w art. 3 pkt 3a prawa energetycznego, paliwa gazowe oznaczają gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biometan i biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia.

Powyższy przepis klasyfikuje zatem jednoznacznie biometan jako paliwo gazowe inne niż gaz ziemny, bez względu na jego przeznaczenie, nawet wówczas, gdy nie jest wprowadzany do sieci gazowej. Oznacza to, że wszelkie regulacje w prawie energetycznym odnoszące się wprost do gazu ziemnego nie dotyczą *a contrario* biometanu. Na przykład uzyskanie koncesji wymagane jest w przypadku prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie magazynowania, przesyłania lub dystrybucji biometanu oraz obrotu biometanem. Biometanu – jako paliwa gazowego – dotyczą również przepisy tzw. rozporządzenia systemowego[4].

Rysunek 2. Biometan jako paliwo gazowe według prawa energetycznego



Źródło: opracowanie własne.

Kondycjonowanie biometanu propanem

Ciepło spalania i chłonność to dwa najczęściej używane pojęcia w odniesieniu do trudności związanych z przyłączeniami do sieci dystrybucyjnej. Wielu ekspertów z branży biometanowej wskazuje, że liczba obszarów rozliczeniowych ciepła spalania, w których istnieje potencjalna możliwość przyłączenia biometanowni nie jest znaczna[5], a obszary te nie muszą pokrywać się z lokalizacjami, w których dostępna jest baza substratowa. Ponadto, ciepło spalania w sieciach dystrybucyjnych rośnie z roku na rok. Przyczynę tego upatruje się w zwiększeniu importu gazu ziemnego ze

Stanów Zjednoczonych czy z państw znad Zatoki Perskiej. Nie należy jednak zapominać, że w polskich sieciach krąży już biometan pochodzący na przykład z Danii, bowiem od ostatniego kwartału 2022 roku import gazu ziemnego odbywa się także z wykorzystaniem *Baltic Pipe*. Do końca sierpnia 2023 roku udział biometanu w duńskiej sieci gazowej osiągnął 39,4%, a duński rząd planuje całkowite zastąpienie gazu ziemnego do 2030 roku[6].

Ciepło spalania na poziomie nie mniejszym niż 34,0 MJ/m^3 jest jednym z parametrów jakościowych, od spełnienia których zależy możliwość zatłoczenia danej partii paliwa gazowego do sieci gazowej. Parametr ten wynika z § 38 rozporządzenia systemowego. W praktyce zdarza się jednak, że operator w warunkach przyłączenia biometanowni do sieci określa kaloryczność na poziomie 40–41 MJ/m^3. Zatem nawet w przypadku, gdy biometan osiąga ciepło spalania na poziomie 38 MJ/m^3, to dla takiego obszaru referencyjnego (przy tolerancji +/- 4%) i tak zachodziłaby konieczność dodania wyższych węglowodorów, np. propanu (C_3H_8).

W dyskusjach dotyczących możliwości dodawania propanu do biometanu w celu zwiększenia jego kaloryczności pojawiają się argumenty, iż może to stanowić naruszenie zakazu zanieczyszczania biometanu, wynikającego z art. 9 ust. 1a pkt 3 ustawy o OZE, co może uniemożliwiać uzyskanie gwarancji pochodzenia. W świetle tego przepisu wytwórca biometanu zobowiązany jest do niewykorzystywania jako surowców do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub do wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia lub biomasy, biogazu albo biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową.

Z punktu widzenia właściwego znaczenia analizowanego przepisu konieczne jest posłużenie się wykładnią językową. Z treści przepisu wynika, że zakaz zanieczyszczania biometanu dotyczy:

1) surowców stanowiących wkład do biogazowni,
2) etapu procesowania biogazu w kierunku biometanu, który kończy proces wytwórczy.

Prześledzenie historii prac legislacyjnych, w ramach których opracowano wspomniany przepis, prowadzi do wniosku, że projektodawca celowo posłużył się zwrotem „surowców", wychodząc naprzeciw postulatom zgłoszonym w ramach konsultacji publicznych (zwłaszcza uwagi PGNiG)[7], aby przepis nie uniemożliwiał kondycjonowania biometanu propanem. Odwołując się zaś do wykładni systemowej, należy zwrócić uwagę, że przepis znajduje się w ustawie poświęconej zasadom wytwarzania biometanu, a – jak wspomniano – jest to odrębny reżim prawny od prawa energetycznego i służy innym celom. Dodanie propanu w celu uzyskania odpowiedniego ciepła spalania, niezbędnego do transportu biometanu siecią gazową, jest zatem czynnością odrębną od wytwarzania biometanu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zamierza przy okazji najbliższych prac legislacyjnych wyeliminować ryzyko przyjmowania odmiennych interpretacji. Pakiet zmian dotyczących m.in. biometanu został przewidziany w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89).

Na potrzeby przyszłych ocen skutków regulacji *ex ante* (w tym ustalenia, czy interwencja prawodawcy jest konieczna) warto też rozważyć, czy metodyka obliczania wartości ciepła spalania jest skonstruowana dla biometanu w sposób niedyskryminacyjny w stosunku do gazu ziemnego, a także, czy przyjęcie innej metodyki mogłoby ograniczyć do minimum lub zlikwidować potrzebę sztucznego podwyższania tego parametru w przypadku biometanu.

Przyłączenie instalacji wytwarzających biometan

Czy to wystarczy, by wytwórcy biometanu i operatorzy systemów gazowych mieli jasność co do zakresu zadań związanych z przyłączeniem instalacji biometanowej do sieci? Nie powinno ulegać wątpliwości, że zmieszanie biometanu z propanem nie może w żadnym wypadku pozbawić wytwórcy biometanu prawa do korzystania z systemu wsparcia czy uzyskania gwarancji pochodzenia. Operatorzy systemów gazowych są natomiast zobowiązani do przekazywania informacji o ilości biometanu wytworzonego w instalacji OZE, określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na potrzeby systemu wsparcia biometanu (art. 92 ust. 11a ustawy o OZE) oraz do potwierdzenia ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej (art. 121 ust. 3 pkt 3, ust. 5 pkt 2 i ust. 7 pkt 1 ustawy o OZE).

Wiele przepisów pozostawia jednak nadal szerokie pole do interpretacji. Zasadne i celowe jest więc stanowienie przepisów w ten sposób, aby na ich podstawie można było zrekonstruować normy prawne, tj. wywieść kto, w jakich okolicznościach i jak powinien się zachować. Uzupełnieniem tego powinno być wyczerpujące wyjaśnienie materii w uzasadnieniu do projektu aktu, co ułatwia stosowanie przepisów w praktyce. W celu zobrazowania problemu można wskazać przepisy zawarte w części 4.3. załącznika do rozporządzenia systemowego „Wymagania techniczne dla przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzających biometan". Z punktu 4.3.1. wynika, że „przed punktem wejścia biometanu do systemu gazowego lub na sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej gazowej, w uzasadnionych przypadkach, instaluje się urządzenia służące do przystosowania parametrów jakościowych biometanu do parametrów jakościowych paliw gazowych przesyłanych sieciami (…)." Z przepisu tego nie można wywieść adresata normy prawnej. Zwrot „instaluje się" określa bowiem z pewnością, że chodzi o obowiązek, jednak nie określa podmiotu, któremu nakazano działanie. Ponadto, choć sformułowanie „w uzasadnionych przypadkach" służyło prawdopodobnie zapewnieniu elastyczności tekstu, to jest pojęciem nieostrym i może być interpretowane w sposób subiektywny. Podobna uwaga dotycząca adresata odnosi się do pkt. 4.3.2. tego załącznika. Z kolei w punkcie 4.3.3. użyto różnych pojęć na określenie tego samego podmiotu: „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się produkcją biometanu" oraz „jego [biometanu – przyp. autora] wytwórca". Konstrukcja taka jest sprzeczna z § 10 zasad techniki prawodawczej, zgodnie z którym do oznaczenia jednakowych pojęć używa się jednakowych określeń.

Charakter „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci" a uprawnienia wytwórcy biometanu

W art. 9g prawa energetycznego ustawodawca zobowiązał operatorów systemów gazowych do opracowania „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej" oraz „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej". Instrukcje to dokumenty techniczne, które uzupełniają i uszczegóławiają przepisy rozporządzenia systemowego[8]. Opracowanie instrukcji nie jest procesem całkowicie jednostronnym. O projekcie instrukcji lub jej zmianach operatorzy zobowiązani są do poinformowania użytkowników dane-

go systemu, którzy mogą w konsekwencji zgłaszać swoje uwagi. W świetle art. 3 pkt 12b prawa energetycznego „użytkownikiem systemu" jest podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu. Obecnie „wytwórca biometanu" nie jest zatem desygnatem nazwy „użytkownik systemu", a więc operator nie ma obowiązku przekazywania takiemu podmiotowi projektu instrukcji lub zmiany. Ponadto, interesy wytwórcy biometanu nie są uwzględniane przez prezesa URE przy zatwierdzaniu instrukcji, bowiem organ ten może wezwać operatora do zmiany instrukcji, jeżeli nie spełnia ona wymogu „równoważenia interesów użytkowników systemu" (art. 9g ust. 8d i 8g prawa energetycznego).

Powyższy dyskurs przeciwstawia się zatem głosom, które wskazują, że zasady przyłączenia biometanowni do sieci mogą być kształtowane w instrukcji. A przynajmniej w sposób równoprawny z użytkownikami systemu. Można zatem sformułować postulat *de lege ferenda*, aby przepisy dotyczące trybu opracowywania instrukcji odnosiły się także do podmiotów planujących dostarczenie paliw gazowych (w tym przypadku biometanu), które wystąpiły do danego operatora z wnioskiem o uzyskanie warunków przyłączenia – użytkowników systemu *in spe*.

Biometan wprowadzony do sieci gazowej a Narodowy Cel Wskaźnikowy

Skroplony biometan i sprężony biometan mogą stanowić paliwo alternatywne stosowane w transporcie drogowym, służące do tankowania samochodów ciężarowych czy autobusów. Mogą być wprowadzane do obrotu jako paliwo samoistne, złożone w całości z cząsteczek biometanu (bioLNG lub bioCNG) bądź mieszane w dowolnej proporcji ze skroplonym lub sprężonym gazem ziemnym (LNG lub CNG). Na podstawie analizy chemicznej nie można na obecnym etapie rozwoju nauki rozróżnić, czy węglowodory są pochodzenia organicznego czy pochodzą z przerobu ropy naftowej lub gazu ziemnego[9]. Pojawia się zatem wątpliwość, czy w świetle prawa możliwe jest rozliczenie na poczet celu OZE w sektorze transportu biometanu, który zmieszał się z gazem ziemnym w dowolnej ilości, np. w systemie gazowym bądź w dystrybutorze lub zbiorniku z paliwem. Polskim odpowiednikiem tego celu jest Narodowy Cel Wskaźnikowy.

Stosownie do art. 30 ust. 1 dyrektywy RED II, w celu zaliczenia biometanu na poczet jednego z celów OZE (w tym 14-procentowego celu dla transportu) konieczne jest wykazanie spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, określonych w art. 29 ust. 2–7 i 10. W takim wypadku stosuje się system bilansu masy, który „umożliwia mieszanie, na przykład w kontenerze, w zakładzie przetwórczym lub logistycznym, w infrastrukturze lub obiekcie do przesyłu lub dystrybucji, partii surowców lub paliw o różnych właściwościach pod względem zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych". System ten ma za zadanie zapewnić, aby każda dostawa była zaliczana tylko raz na dany cel OZE oraz powinien zawierać informacje, czy na rzecz produkcji danej dostawy udzielono wsparcia. Możliwość uwzględnienia przez państwa członkowskie w celu OZE w transporcie biogazu, który jest wprowadzany do krajowej infrastruktury przesyłu i dystrybucji potwierdzona została w art. 25 ust. 2 lit. b dyrektywy RED III.

Zgodnie zatem z ww. przepisami prawa UE, biometan zakupiony np. przez dostawcę paliw, transportowany siecią gazową z biometanowni do stacji tankowania, może być zaliczony do celu OZE w transporcie, jeśli spełnia ww. kryteria zrównoważoności, a dana partia jest rozliczona na zasadzie bilansu masy tylko raz. W świetle ww. regulacji UE nie ma również przeszkód, aby biometan wyprodukowany przy udziale systemu wsparcia mógł zostać zaliczony do celu w sektorze transportu.

* * *

Potrzeba ujednolicenia niektórych przepisów w celu usprawnienia procesów przyłączeniowych jest oczywista. Nieodzowne wydaje się też poświęcenie miejsca na dyskusję nad rozbudową sieci dystrybucyjnych. Może się bowiem okazać, że koszty dla gospodarki związane z brakiem biometanu, wynikającym z braku dostępu do sieci, przewyższą koszty rozbudowy niektórych odcinków sieci. Przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska są tego świadomi: „w zakresie transformacji energetycznej priorytetem jest wsparcie modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnych i przesyłowych"[10]. We Włoszech przepisy zobowiązały głównego operatora systemu przesyłowego do opracowania mapy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, odpowiednich do przyjęcia produkowanego w skali kraju biometanu oraz obecnych i przyszłych zdolności sieci. Przyjmowanie wniosków o wydanie warunków przyłaczeniowych biometanowni jest scentralizowane. Producenci nie muszą zwracać się do poszczególnych operatorów, co skraca czas na znalezienie optymalnego rozwiązania[11]. Przykładów dobrych praktyk z innych państw jest z pewnością więcej.

Anna Dąbrowska-Niepytalska, ekspert w Zespole Regulacji Rynku Paliw Alternatywnych i Petrochemii ORLEN S.A.

[1] *From plant to grid: navigating biomethane injection*, EBA, link: https://www.europeanbiogas.eu/from-plant-to-grid-navigating-biomethane-injection/ (dostęp 17 lipca 2024 roku).
[2] Ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2023 roku, poz. 1436, z późn. zm.).
[3] Ustawa z kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne" (t.j. Dz.U. z 2022 roku, poz. 1385, z późn. zm.).
[4] Rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz.U. z 2018 roku, poz. 1158, z późn. zm.).
[5] „Szóstka dla biometanu", wywiad z Markiem Pitułą, prezesem Polskiego Stowarzyszenia Biometanu dla Teraz Środowisko, 18 lipca 2024 roku, https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/Szostka-dla-biometanu-Marek-Pitula-Polskie-Stowarzyszenie-Biometanu-15365.html (dostęp: 18 lipca 2024 roku).
[6] EBA Statistical Report 2023. *Tracking biogas and biomethane deployment across Europe,* s. 110.
[7] Rządowy proces legislacyjny, projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99), https://legislacja.gov.pl/projekt/12357005/katalog/12858155#12858155, (dostęp: 23 lipca 2024 roku).
[8] R. Gawin, K. Smagieł, R. Trypens w „Prawo energetyczne", tom I., komentarz do art. 1–11s, wyd. II, red. Z. Muras, M. Swora, Warszawa 2016, art. 9(g).
[9] Raport roczny Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego (POPiHN) „Przemysł i handel naftowy 2023", str. 11, link: https://popihn.pl/wp-content/uploads/2024/05/RAPORT-ZA-ROK-2023-1.pdf (dostęp 12 lipca 2024 roku)
[10] M. Motyka, *Teraz środowisko – biogaz i biometan w Polsce 2024*, kwiecień 2024.
[11] *Cost optimization of biomethane grid injection, draft version*, Biomethane Industrial Partnership, Task Force 4.4., May 2024, s. 8.

Musimy zbudować niemal od nowa nasz system energetyczny

Rozmowa z **Maciejem Bando,** pełnomocnikiem rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej

Jakie w najbliższych latach będą priorytety Polski w zakresie bezpieczeństwa energetycznego?

Prowadzona przez Polskę od ponad dekady polityka dywersyfikacji źródeł i tras dostaw surowców energetycznych, intensywna rozbudowa strategicznej infrastruktury energetycznej oraz utrzymywanie własnych źródeł wytwórczych i surowcowych są kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego i te działania będą przez nas kontynuowane.

W przypadku sektora energii elektrycznej kluczowym wyzwaniem pozostają inwestycje i działania zapewniające odpowiednie moce wytwórcze. Musimy przemodelować, a w zasadzie zbudować niemal od nowa, nasz system energetyczny. To wiąże się z potrzebą stopniowego wygaszania elektrowni węglowych i budową nowych mocy wykorzystujących niskoemisyjne źródła wytwórcze. Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie rosło m.in. ze względu na wzrost gospodarczy i elektryfikację transportu, ciepłownictwa czy przemysłu. Chcemy, aby energia napędzająca gospodarkę w coraz mniejszym stopniu obciążała środowisko. Systemy energetyczne oparte na dominującym udziale źródeł odnawialnych, zależnych od pogody, niosą dziś, i będzie tak jeszcze przez najbliższe lata, fundamentalne wyzwania. Widać to zwłaszcza w ostatnim czasie, gdy masowy przyrost odnawialnych źródeł energii doprowadza do sytuacji, w której energii z OZE nie można odebrać do sieci, ponieważ jej ilość nie jest dostosowana do popytu, przekraczając krajowe zapotrzebowanie oraz możliwości eksportowe. Z pewnością ta sytuacja ulegnie zmianie, gdy rozwiną się wielkoskalowe (tj. systemowe, a nie indywidualne), przystępne kosztowo systemy magazynowania energii czy bilansowania systemu energetycznego. Na razie jest to przyszłość i nie wiemy, kiedy zmaterializuje się na szeroką skalę. Natomiast już dziś mówi się o uruchomieniu znaczących środków finansowych na technologie wodorowe, które będą spełniały rolę magazynu energii.

Planowany w Polsce proces transformacji energetycznej zakłada stopniową zmianę systemu energetycznego w kierunku systemu zeroemisyjnego. Dekarbonizacja oparta zostanie na bezemisyjnej energetyce jądrowej i dalszym rozwoju odnawialnych źródeł energii (przede wszystkim morskiej energetyce wiatrowej) z uwzględnieniem roli gazu ziemnego jako niskoemisyjnego paliwa przejściowego, wykorzystywanego w sektorze energetycznym, wspomagającego transformację gospodarki. Energetyka jądrowa jako stabilne, zeroemisyjne i dyspozycyjne źródło wytwarzania energii uzupełni lukę po wyeksploatowanych lub odstawionych elektrowniach węglowych, pozwoli też zwiększyć stabilność pracy systemu i dalszą integrację OZE.

Dla bezpieczeństwa energetycznego kluczowe jest codzienne utrzymywanie infrastruktury energetycznej w należytym stanie technicznym, tak aby zachować ciągłość i niezawodność dostaw kluczowych dla gospodarki i konsumentów surowców. Za obsługę i bezpieczeństwo tej infrastruktury odpowiadają codziennie tysiące ludzi i należy docenić ich wkład w budowę bezpieczeństwa energetycznego kraju, zwłaszcza w obliczu obecnych wyzwań geopolitycznych i hybrydowych ataków na infrastrukturę. Priorytetem na najbliższe lata z pewnością będzie wzmocnienie bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej.

> Dekarbonizacja oparta zostanie na bezemisyjnej energetyce jądrowej i dalszym rozwoju odnawialnych źródeł energii (przede wszystkim morskiej energetyce wiatrowej) z uwzględnieniem roli gazu ziemnego jako niskoemisyjnego paliwa przejściowego, wykorzystywanego w sektorze energetycznym, wspomagającego transformację gospodarki.

Jednym z wyzwań dla Europy jest budowa i rozwój transeuropejskiej sieci energetycznej (TEN) i wodorowej (EHB). Jakie ambicje w tym zakresie ma Polska?

Polska uczestniczy w realizacji wielu projektów dotyczących rozwoju transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Należą do nich kluczowe inwestycje elektroenergetyczne na potrzeby synchronizacji państw bałtyckich, w tym bezpośrednie połączenie z Litwą (*Harmony Link*) oraz wzmocnienie sieci wewnętrznej w Polsce. W przeszłości były to istotne dla bezpieczeństwa Polski i regionu projekty gazowe



(np. budowa terminala LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe, połącznie gazowe z Litwą), jednak obecnie, po nowelizacji unijnego rozporządzenia TEN-E w 2022 roku, infrastruktura gazu ziemnego nie kwalifikuje się już do tzw. listy projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Na obowiązującej liście PCI, opublikowanej 8 kwietnia 2024 roku, planowane do realizacji na terenie Polski znajdują się następujące inwestycje:

1) projekty elektroenergetyczne:
   – *LitPol Link Stage* 2 (udział PSE S.A.),
   – Baltic States Synchronization with *Continental Europe* (udział PSE S.A.),
2) projekty wodorowe:
   – *Nordic-Baltic Hydrogen Corridor – PL section* (udział GAZ–SYSTEM),
3) projekty w obszarze CO_2:
   – ECO2CEE (udział ORLEN S.A.).

Jak transformacja energetyczna wpłynie na strategiczną infrastrukturę krytyczną? Jakie inwestycje w tym obszarze są niezbędne?

Transformacja energetyczna to nie tylko zazielenienie krajowego miksu energetycznego, ale dywersyfikacja nośników energii, źródeł wytwórczych i technologii z tym związanych oraz dywersyfikacja strategicznej infrastruktury krytycznej.

Na potrzeby budowanych niemal na nowo systemów energetycznych niezbędne są ogromne inwestycje w sieci elektroenergetyczne nie tylko w Polsce, ale również we wszystkich państwach w Europie. Operator systemu przesyłowego, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, w perspektywie połowy lat 30. zakładają budowę aż 4850 km nowych linii przesyłowych, 28 nowych i 110 zmodernizowanych stacji, a także powstanie nowej linii stałoprądowej, która połączy północ z południem kraju i umożliwi przesłanie mocy z nowych źródeł wytwórczych do odbiorców, bez obciążania przy tym pozostałej sieci przesyłowej.

Planowane inwestycje pozwolą wyprowadzić 18 GW mocy z morskich elektrowni wiatrowych, 45 GW z elektrowni fotowoltaicznych i ponad 19 GW z farm wiatrowych na lądzie, przyłączyć elektrownię jądrową i inne stabilne źródła energii oraz magazyny energii. Te działania dopełnią, warte kolejne dziesiątki miliardów złotych, inwestycje w nowe sieci dystrybucyjne, w tym planowane w ramach programu rozbudowy sieci na obszarach wiejskich. Należy pamiętać, że przybliżenie generacji energii elektrycznej do odbiorców pozwoli na zmniejszenie nakładów inwestycyjnych koniecznych do poniesienia na rozbudowę sieci.

Sektor gazowy również czekają wyzwania. Z pewnością kluczowe pozostanie zapewnienie odpowiedniego poziomu ochrony istniejącej infrastruktury i nowych inwestycji. W najbliższych latach źródła wytwórcze zasilane gazem ziemnym będą pełniły istotną rolę w bilansowaniu systemu energetycznego. Dlatego podjęto decyzje o niezbędnej rozbudowie infrastruktury gazowej, jak terminal w Świnoujściu, budowa FSRU w Gdańsku czy rozbudowa podziemnego magazynu gazu w Wierzchowicach.

W dłuższej perspektywie ważna dla branży gazowej będzie dywersyfikacja technologiczna i paliwowa oraz stworzenie rynku gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych. Będzie to wieloletni proces, do którego należy konsekwentnie dążyć.

Podobnie w infrastrukturze sektora naftowego spółka PERN, lider logistyki ropy naftowej i paliw płynnych, a przy tym spółka zarządzająca strategiczną infrastrukturą energetyczną, staje przed wieloma wyzwaniami, które wynikają z dynamicznie zmieniającej się sytuacji rynkowej, geopolitycznej czy transformacji energetycznej. W kwietniu br. spółka ogłosiła nową strategię – do 2028 roku, która zakłada m.in wejście na rynek obsługi nowych dla siebie produktów, takich jak przesył i magazynowanie chemii płynnej, paliwa lotniczego i paliw przyszłości. Wieloletnie doświadczenie w obszarze logistyki ropy naftowej i paliw, a także aktywa zlokalizowane w kluczowych polskich portach, pozwalają PERN na rozpoczęcie przygotowań do zbudowania terminalu chemicznego na dużą skalę. Spółka rozważa również wejście na rynek importu i eksportu produktów chemicznych, takich jak np. metanol, a w dłuższej perspektywie również zielony metanol, zielony amoniak czy wodór.

Jakie działania będą realizowane i w jakim czasie w odpowiedzi na potrzebę przystosowania sieci gazowej do przesyłu gazów zdekarbonizowanych, wodoru i biometanu?

Przystosowanie sieci gazowej do przesyłu wodoru czy biometanu jest elementem całościowej polityki energetycznej, skoordynowanej ze wszystkimi uczestnikami rynku. Z pewnością stabilna produkcja z własnego surowca zmniejsza zależność od importu, wzmacniając bezpieczeństwo i suwerenność energetyczną. Obecnie naszym podstawowym działaniem w zakresie transformacji energetycznej jest konieczność oszacowania poziomu zainteresowania rynku rozwojem projektów dedykowanych transportowi wodoru, biometanu i amoniaku. Musimy wiedzieć, kto będzie producentem, kto dystrybutorem, jakie jest zapotrzebowanie czy gdzie znajdują się punkty produkcji, odbioru i magazynowania.

Analizy zapotrzebowania na wodór prowadzone są na poziomie krajowym i międzynarodowym. GAZ–SYSTEM, będący operatorem systemu przesyłowego, realizuje projekt Wodorowej Mapy Polski i od 18 kwietnia do 30 czerwca zbierał informacje dotyczące zainteresowania tym gazem w Polsce. Łącznie otrzymano 62 ankiety, obejmujące prawie 200 projektów ze wszystkich badanych obszarów rynku wodoru (produkcja, konsumpcja, dystrybucja

i magazynowanie). Dzięki tym informacjom możliwe będzie określenie zainteresowania rynku korzystaniem z usługi przesyłu wodoru pod kątem planowanej produkcji, konsumpcji czy potrzeb dystrybucji i magazynowania, a to z kolei pozwoli na wstępne zaplanowanie infrastruktury przesyłowej w ujęciu wolumenowym, geograficznym i czasowym. Wyniki badania rynku zostaną ogłoszone w IV kwartale 2024 roku.

Z kolei opracowywane obecnie wstępne studium wykonalności dla Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego pozwoli oszacować harmonogram dalszych działań i wstępny termin powstania pierwszej infrastruktury wodorowej w rejonie Bałtyku. Oczywiście, do kwestii technicznych dochodzą kwestie rynkowe, ekonomiczne i ustawodawcze.

W obszarze legislacyjnym obowiązujące rozporządzenie systemowe umożliwia wprowadzanie biometanu, i pod pewnymi warunkami także wodoru, do sieci, z jednoczesnym zachowaniem bezpieczeństwa działania systemu. Z pewnością przepisy będą dostosowywane do tempa rozwoju tego rynku i zwiększenia skali działalności nowej branży, do czego również jesteśmy zobowiązani po przyjęciu unijnego pakietu wodorowo-gazowego.

Polska ma bardzo duży potencjał w zakresie rozwoju rynku biometanu, ale istotnym wyzwaniem pozostaje jego integracja z rynkiem gazu ziemnego. Tym samym kluczowe jest wykorzystanie potencjału energetyki obywatelskiej, klastrów i spółdzielni energetycznych.

Jakie będzie wyglądało dalsze zabezpieczenie potrzeb gazowych poprzez rozbudowę magazynów gazu? Co z zapasami magazynowymi?

Z perspektywy bezpieczeństwa gazowego państwa konieczne jest zwiększenie pojemności magazynów gazu. Obecnie osiągają one około 3,3 mld m^3, co pozwala na zaspokojenie około 20% rocznego zapotrzebowania odbiorców na gaz. Średnia w Europie to 30%.

Trwająca rozbudowa pojemności czynnej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice z 1,3 do 2,1 mld m^3 – co stanowi zwiększenie możliwości krajowego systemu magazynowania aż o około jedną czwartą – przełoży się na znaczną poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Ponadto, rozbudowa infrastruktury gazowej w zakresie połączenia pomiędzy systemem gazociągów tranzytowych a krajowym systemem przesyłowym w miejscowości Wydartowo umożliwi zwiększenie zdolności odbioru dla Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Mogilno, co również pozytywnie wpłynie na potencjał krajowych magazynów gazu. W perspektywie 2027/2028 całkowite moce odbioru gazu zwiększą się więc o około 40%, a jest to szczególnie istotne w przypadku gwałtownego spadku temperatury w okresie zimowym.

W wywiadzie dla Reutersa poinformował pan, że Polska nie będzie potrzebowała do 2030 roku drugiej jednostki FSRU. Kiedy druga jednostka może być potrzebna?

W 2023 roku na 15 lat została zarezerwowana całkowita moc pierwszej jednostki regazyfikacyjnej terminalu FSRU na poziomie 6,1 mld m3 rocznie. Spółka GAZ–SYSTEM w ubiegłym roku przeprowadziła badanie rynku w celu sprawdzenia zasadności uruchomienia drugiej jednostki FSRU. Wiążąca procedura *Open Season* dla FSRU 2, zakładająca zwiększenie mocy regazyfikacyjnych terminalu FSRU o 4,5 mld m^3 rocznie, nie wykazała zapotrzebowania rynku na taką ofertę. Oczywiście, w przyszłości to się może zmienić i jeśli tak się stanie, projekt będzie mógł być realizowany.

Jakie działania będą realizowane i w jakim czasie w celu zapewnienia cyberbezpieczeństwa energetycznego Polski? Jak możemy chronić infrastrukturę przed atakami wrogich sił?

W związku z trudną sytuacją geopolityczną, w jakiej obecnie znajduje się Polska, zagadnienia dotyczące cyberbezpieczeństwa, a także fizycznej ochrony strategicznej infrastruktury przed atakami wrogich sił, nabierają bezprecedensowego znaczenia. Odnosi się to zwłaszcza do infrastruktury krytycznej, która jest kluczowa dla bezpieczeństwa państwa.

Trwa proces legislacyjny nowelizacji ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, która zaimplementuje do polskiego porządku prawnego zapisy dyrektywy NIS2. Projekt ustawy zakłada znaczącą zmianę w zakresie identyfikacji podmiotów i zwiększenia liczby spółek, które będą zobowiązane do wdrożenia wielu zabezpieczeń w procesach służących do świadczenia usług kluczowych. Spółki zobowiązane będą musiały systematycznie prowadzić szacowanie ryzyka wystąpienia incydentu oraz zarządzać tym ryzykiem, a także wdrożyć odpowiednie i proporcjonalne do oszacowanego ryzyka środki techniczne i organizacyjne, uwzględniające najnowszy stan wiedzy,

Z perspektywy bezpieczeństwa gazowego państwa konieczne jest zwiększenie pojemności magazynów gazu. Obecnie osiągają one około 3,3 mld m^3, co pozwala na zaspokojenie około 20% rocznego zapotrzebowania odbiorców na gaz. Średnia w Europie to 30%.

koszty wdrożenia, wielkość podmiotu, prawdopodobieństwo wystąpienia incydentów, a także narażenie podmiotu na ryzyko. Zabezpieczenia pozwolą na zwiększenie cyberodporności systemów służących do świadczenia usług kluczowych. Dodatkowo, spółki będą zobowiązane do wdrożenia, dokumentowania i utrzymywania planów ciągłości działania, umożliwiających ciągłe i niezakłócone świadczenie usługi oraz zapewniające poufność, integralność, dostępność i autentyczność informacji, będą musiały mieć też plany awaryjne, umożliwiające odtworzenie systemu informacyjnego po katastrofie.

Nowelizacja ustawy zakłada również włączenie w krajowy system cyberbezpieczeństwa nowych podsektorów i usług, m.in. takich jak przedsiębiorstwa świadczące usługi z zakresu produkcji, magazynowania, przesyłu i dystrybucji wodoru, przedsiębiorcy odpowiedzialni za zarządzanie punktem ładowania i jego obsługę, świadczący usługę ładowania na rzecz użytkowników końcowych, w tym w imieniu i na rzecz dostawcy usług w zakresie mobilności.

Nie bez znaczenia jest także implementacja przepisów w zakresie cyberbezpieczeństwa transgranicznych przepływów energii elektrycznej w nowelizacji wspomnianej ustawy – krytycznego podsektora dla funkcjonowania państwa i gospodar-

ki. Przepisy te wynikają z wchodzącego w życie w najbliższych tygodniach rozporządzenia delegowanego Komisji Europejskiej w tym zakresie, uzupełniającego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2019/943 (tzw. kodeks sieci). Kodeks sieci dotyczy podmiotów z podsektora energii elektrycznej, realizujących usługi w ramach procesów transgranicznych przepływów energii elektrycznej na terenie Unii Europejskiej. Rozporządzenie określa podmioty o tzw. krytycznym lub dużym wpływie, które będą zobowiązane wdrożyć odpowiednie zabezpieczenia oraz regularnie prowadzić audyty bezpieczeństwa systemów wykorzystywanych w procesie świadczenia usług w ramach transgranicznego przesyłu energii elektrycznej. Obie te regulacje – zarówno kodeks sieci, jak i ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa – powinny się uzupełniać i potencjalnie znaczna część podmiotów, o ile nie wszystkie, które będą wchodzić w zakres kodeksu sieci, są lub będą również podmiotami podlegającymi pod obowiązki wynikające z nowelizowanej obecnie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa.

Ważną rolę będzie pełnił także powoływany w ramach ustawowego obowiązku CSIRT dla sektora energii (Zespół Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego, ang. *Computer Security Incident Response Team*). Będzie to zespół wysoko wykwalifikowanych specjalistów w zakresie bezpieczeństwa teleinformatycznego, działający na rzecz podmiotów sektora energii, którego podstawowym zadaniem będzie reagowanie na bardziej dotkliwe incydenty cyberbezpieczeństwa w energetyce w celu zapewnienia maksymalnie niezakłóconego działania sektora energii w razie ewentualnych zdarzeń w jego cyberprzestrzeni. Ponadto, CSIRT-y sektorowe w ramach nowelizacji ustawy zyskają szersze możliwości wymiany informacji oraz prowadzenia działań prewencyjnych w zakresie cyberbezpieczeństwa, chociażby w kontekście podatności systemów. Jest to kluczowe chociażby ze względu na to, iż CSIRT-y sektorowe będą mogły przeprowadzać również oceny bezpieczeństwa systemów informacyjnych wykorzystywanych przez podmioty krajowego systemu cyberbezpieczeństwa, pod kątem identyfikacji podatności występujących właśnie w tych systemach.

Jakie inicjatywy legislacyjne zmierzają do odporności infrastruktury gazowej na zmieniające się warunki rynkowe i bezpieczeństwa energetycznego kraju?

W najbliższym czasie ma zostać znowelizowana ustawa o zarządzaniu kryzysowym, rozwiązania w niej zawarte mają na celu wzmocnienie mechanizmów ochrony infrastruktury krytycznej, mając na uwadze, że stanowi ona rdzeń świadczenia usług zarówno dla państwa, jak i obywateli, zwłaszcza w kontekście przebiegu wojny w Ukrainie i pojawiających się działań o charakterze sabotażowym i hybrydowym. W ramach nowelizowanej ustawy zostanie zredefiniowane m.in. podejście do ochrony infrastruktury krytycznej, a na szczeblu rządowym zostanie opracowana tzw. krajowa ocena ryzyka, która zastąpi obecnie istniejący raport o zagrożeniach bezpieczeństwa narodowego. Nowelizacja zakłada wdrożenie zintegrowanego podejścia do zarządzania ryzykiem, obejmującego cały cykl zarządzania – od oceny ryzyka, poprzez przygotowanie planów zarządzania nim, po wdrażanie środków zapobiegawczych i zapewniających gotowość do ich użycia.

Ponadto, z początkiem lipca br. z inicjatywy pełnomocnika rządu powstała Grupa Robocza ds. Opracowania Przepisów Zwiększających Bezpieczeństwo Infrastruktury Energetycznej. Jej celem jest opracowanie projektu przepisów, które umożliwią zwiększenie poziomu ochrony i bezpieczeństwa strategicznej infrastruktury energetycznej oraz dostosują obowiązujące przepisy do istniejących zagrożeń i wyzwań. Postulowane zmiany obejmują m.in. kwestie techniczne związane z dostępem do infrastruktury krytycznej i jej lepszym zabezpieczeniem.

Dla bezpieczeństwa gazowego państwa, w kontekście prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego, istotne znaczenie odgrywają zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, stanowiące dodatkowy mechanizm ochronny, zapewniający ciągłość dostaw do odbiorców. W związku z wątpliwościami wyrażanymi przez Komisję Europejską wobec obecnych przepisów prawa krajowego w tym zakresie, a zwłaszcza wynikających z nich obciążeń dla uczestników rynku, rozpoczęto proces zmiany funkcjonowania systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw został wpisany do wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów pod numerem UC50. Celem projektu ustawy jest przede wszystkim zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego na takim samym poziomie jak obecnie, z jednoczesnym zmniejszeniem obciążeń administracyjnych dla uczestników rynku.

Co chciałby pan przekazać członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa?

Izba Gospodarcza Gazownictwa to instytucja, która odgrywa bardzo ważną rolę w integracji sektora energetycznego. Jej działalność nie tylko wspiera rozwój rynku gazowego, ale pełni również istotną funkcję doradczą, promując profesjonalizm i wyznaczając standardy współpracy w branży.

Dziękuję za państwa codzienną pracę, która przyczynia się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Pragnę szczególnie podziękować tym, którzy dbają o infrastrukturę krytyczną – krwiobieg polskiej energetyki. Wasza codzienna determinacja, zaangażowanie i fachowość są fundamentem stabilności i bezpieczeństwa, z których wszyscy korzystamy.

W obliczu nadchodzącej transformacji energetycznej, która przynosi wiele wyzwań, widzę szansę dla IGG jako przewodnika w procesie adaptacji firm do zmieniającego się krajobrazu energetycznego. W miarę jak gazy emisyjne będą stopniowo wypierane przez gazy zdekarbonizowane – zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej – bardzo ważne jest zapewnienie ciągłości i równowagi w funkcjonowaniu rynku. Izba, skupiając w swoich szeregach przedstawicieli wszystkich obszarów branży gazowej – od operatorów sieci i dystrybutorów po dostawców usług i materiałów – ma możliwość wsparcia tego procesu na każdym jego etapie. Zachęcam do aktywnego uczestnictwa w adaptacji sektora do zmian, wspierania innowacji oraz edukacji w zakresie nowych technologii, które w połączeniu z doświadczeniem i sprawdzonym *know-how* są kluczem do utrzymania wiodącej roli Izby Gospodarczej Gazownictwa w branży w przyszłości.

Rozmawiała
Julita Wróbel-Siemieniuk

Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła

Grzegorz Wiśniewski

Transformacja systemu energetycznego – zgodnie unijnym pakietem klimatycznym *FiT for 55* wraz ze strategią *sector coupling* – wymaga szybkiego wzrostu wykorzystania OZE we wszystkich sektorach końcowego zużycia energii. Ten fakt zwiększa zapotrzebowanie na magazynowanie energii w różnych postaciach, w tym w cieple, oraz tworzy potencjał elektryfikacji opartej na OZE i głębokiej integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła. W dokonującej się transformacji energetycznej w Polsce od niedawna zaczęto dostrzegać możliwości, jakie daje magazynowanie energii w cieple. Magazyny ciepła w ciepłownictwie i budownictwie wielorodzinnym pojawiły się już w 2021 roku, najpierw w KPO, a potem w programach badawczych NCBR, np. „Ciepłownia przyszłości"(2021). Następnie potencjał magazynowania w formie ciepła nadwyżek energii z OZE uwzględniono w programach ekologicznych (NFOŚiGW) – najpierw w sektorze prosumenckim („Mój prąd" od 2022 roku), a potem w ciepłownictwie systemowym (program „OZE – odnawialne źródło energii dla ciepłownictwa", 2024).

W ostatnich dwóch latach, wraz z ograniczeniami pracy w systemie elektroenergetycznym źródeł wiatrowych i słonecznych, magazynowanie energii elektrycznej w cieple coraz częściej rozważane jest w planach stabilizacji sieci energetycznych w okresach nadpodaży energii elektrycznej generowanej przez OZE. Tego typu podejście dostrzeżono w nowym planie PSE rozwoju sieci do 2034 roku, w którym rozważane są nowe narzędzia wzrostu elastyczności systemu elektroenergetycznego i ograniczania skali redukcji pogodozależnych OZE dzięki integracji sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Technologie sprzęgania sektorów energii elektrycznej i ciepła, wsparte technologiami magazynowania energii cieplnej (*Thermal Energy Storage* – TES) mogą zatem pomóc w dalszym zwiększaniu udziału energii odnawialnej i wzroście jej wykorzystania w ciepłownictwie systemowym, ogrzewnictwie i przemyśle.

Przytoczone fakty skłoniły autorów raportu „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła"*, do podjęcia dyskusji z branżą ciepłownictwa (IGCP) i ogrzewnictwa (SPIUG) oraz operatorem sieci przesyłowej (PSE) i administracją rządową na temat obecnego stanu magazynowania energii w postaci ciepła w Polsce oraz dostępnych technologii i możliwości ich wdrożenia w poszczególnych segmentach gospodarki do 2030 roku. Magazyny ciepła, obok magazynów bateryjnych i wodorowych, stały się ważnym elementem działań Polskiej Izby Magazynowania Energii (PIME).

Raport obejmuje wszystkie rodzaje magazynów ciepła i ich zastosowań na rynku energii. W opracowanym przez IEO raporcie autorzy, we współpracy z branżą (ankietowanie) i ekspertami, przedstawiają dominujące obecnie technologie: krótkoterminowe i długoterminowe magazynowanie ciepła (w tym sezonowe) oraz niskotemperaturowe i wysokotemperaturowe, zwłaszcza w kontekście zmian na rynku energii elektrycznej.

Technologie magazynowania ciepła i ich zastosowanie na rynku energii

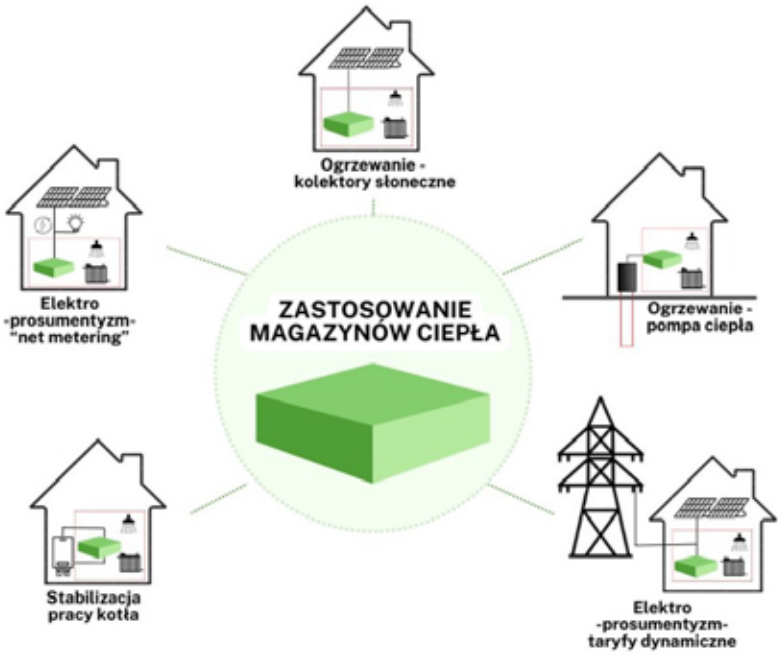
Podstawowe informacje dotyczące materiałów stosowanych jako nośniki ciepła, ich zakresów temperaturowych oraz gotowości technologicznej przedstawia tabela 1.

> Istotnym aspektem jest magazynowanie ciepła w ciepłownictwie systemowym. Ten segment ma największy potencjał wykorzystania magazynów ciepła w uzyskaniu synergii w zakresie największych generacji pogodozależnych źródeł OZE i zapotrzebowania na ciepło w systemach grzewczych.

W raporcie dokonano oceny potencjału rozwoju magazynów o pojemności 200–400 litrów wobec rozwoju prosumeryzmu (ograniczenia źródeł prosumenckich) i elektryfikacji ogrzewnictwa (taryfy dynamiczne dla gospodarstw domowych). Uwzględniono rolę magazynów ciepła w rozwiązaniu problemu częstszych wyłączeń źródeł prosumenckich PV oraz korzyści z magazynów ciepła dobowego i weekendowego.

Typowe zastosowania domowych magazynów ciepła, również w domach prosumentów, przedstawia rysunek 1.

Rysunek 1. Zastosowanie magazynów ciepła w budownictwie mieszkaniowym



Uwzględniono też magazyny po pojemnościach 1000–10 000 litrów, stosowane w sektorze usług (*commercial*) i spółdzielniach mieszkaniowych oraz magazyny z przemianą fazową (kompaktowość i stabilizacja temperatury odbioru ciepła).

Istotnym aspektem jest magazynowanie ciepła w ciepłownictwie systemowym. Ten segment – według autora – ma największy potencjał wykorzystania magazynów ciepła w uzyskaniu synergii w zakresie największych generacji pogodozależnych źródeł OZE i zapotrzebowania na ciepło w systemach grzewczych. Analizowano zwłaszcza potencjał magazynów sezonowych ciepła: ziemnych (o pojemności 30–200 tys. m^3) oraz stalowych (10–30 tys. m^3) do świadczenia usług systemowych. Najszersze zastosowanie mają magazyny sezonowe (rysunek 2).

Przygotowywana przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska najnowsza wersja krajowego „Planu na rzecz energii i klimatu" (KPEiK) przewiduje bardzo szybką elektryfikację ciepłownictwa. Do 2030 roku 900 MW cieplnej mają osiągnąć kotły elektrodowe, a 400 MW wielkoskalowe pompy ciepła.

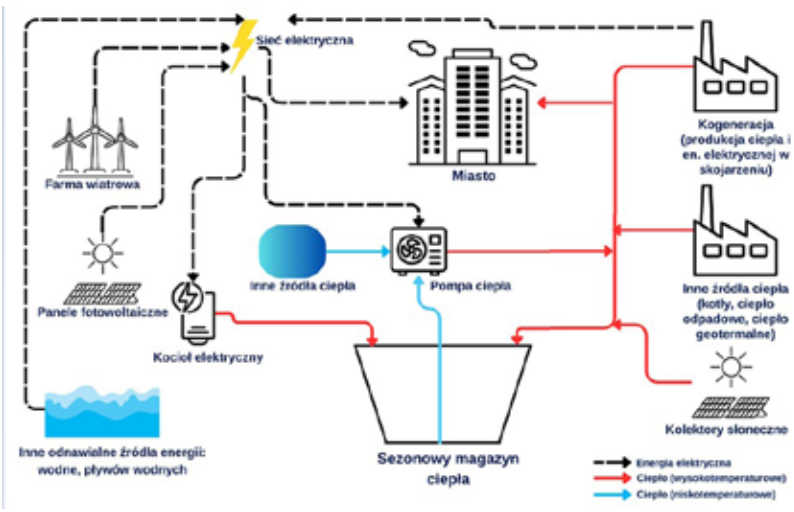
Wraz z rozwojem nowych mocy OZE i elektryfikacją zmieni się rola gazu w ciepłownictwie. Technologie *Power to Heat* mogą konsumować nadmiar energii elektrycznej z OZE. Wprowadzenie mocy do sieci w deficytowych momentach może być realizowane przez jednostki kogeneracyjne oparte na elastycznych silnikach tłokowych (możliwość wprowadzenia energii do sieci już 30 sekund po uruchomieniu oraz pracy nawet przy 10% mocy nominalnej i osiągnięcie mocy maksymalnej w dwie minuty od uruchomienia). Dzięki magazynom ciepła kogeneracja gazowa może wytwarzać energię, gdy jest wysoka cena energii elektrycznej nawet wtedy, gdy nie ma bezpośredniego zapotrzebowania na ciepło. Operatorzy nowoczesnych elektrociepłowni mogą przejmować tanią energię elektryczną z OZE, gdy jest jej nadmiar i sprzedawać drogą energię, gdy jest niedobór energii z OZE.

Także przemysł i energetyka, które w procesach technologicznych najczęściej wykorzystują ciepło wysokoparametrowe, np. w postaci pary technologicznej, z zagwarantowaniem

Tabela 1. Klasyfikacja i charakterystyka techniczna magazynów ciepła

	Temperatura magazynowania, °C						Czas magazynowania			Poziom gotowości technologicznej		
	0	*100*	*500*	*900*	*1600*	*2400*	Godziny	Dni	Tygodnie	1-3	4-6	7-9
	Poniżej zera	Niska	Średnia	Wysoka	Wysoka +	Wysoka ++						
							Większość technologii jest w stanie obsłużyć okresy w ciągu dnia do wielu dni, przy czym kilka jest w stanie obsłużyć do miesięcy (np. woda)			*Większość technologii jest już dostępna na rynku z historią demontracji i przypadków wdrożenia*		
Grafit						■	■	■				■
Ceramika, krzemionka i piasek	■	■	■	■	■		■	■				■
Stopione sole			■	■			■	■				■
Beton		■	■	■			■	■	■			■
Skała	■	■	■	■			■	■	■			■
Stal			■				■	■	■	■		
Wody podziemne		■					■	■	■			■
Woda		■					■	■	■			■
Ciepło utajone	*Określone zakresy temperatur obsługiwane przez określone technologie (np. lód dla subzera, sole nieorganiczne dla wysokich temperatur)*						*Większość technologii osłuży okresy w ciągu dnia do wielu dni*			*Duży zakres dojrzałości technicznej, przy czym niektóre są już dostępne na rynku, a inne w fazie badań i rozwoju*		
Metale mikrokapsułkowane			■	■	■		■	■			■	
Sole nieorganiczne i mieszaniny eutektyczne				■			■	■				■
Sód			■	■			■	■			■	
Inne ciekłe metale			■				■	■		■		
Stopiony stop aluminium		■	■				■	■			■	
Woski parafinowe, kwasy tłuszczowe		■					■	■			■	
Sól uwodniona		■					■					■
Mieszanki słonowodne		■	■				■					■
Lód	■						■	■				■
Ciekły powietrze	■							■			■	
Ciepło termochemiczne	*Obejmuje mniejszy zakres temperatur ze względu na mniejszą różnorodność dostępnych technologii*						*Potencjał do obsługi w ciągu dnia do miesięcy*			Stosunkowo rodzący się obszar z większością technologii w fazie badawczo-rozwojowej lub pilotażowej		
Przechowywanie reakcji chemicznych		■	■	■				■	■		■	
Absorpcja		■					■				■	

Rysunek 2. Rola sezonowych magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym (integracja sektorów dzięki kotłom elektrodowym i pompom ciepła)

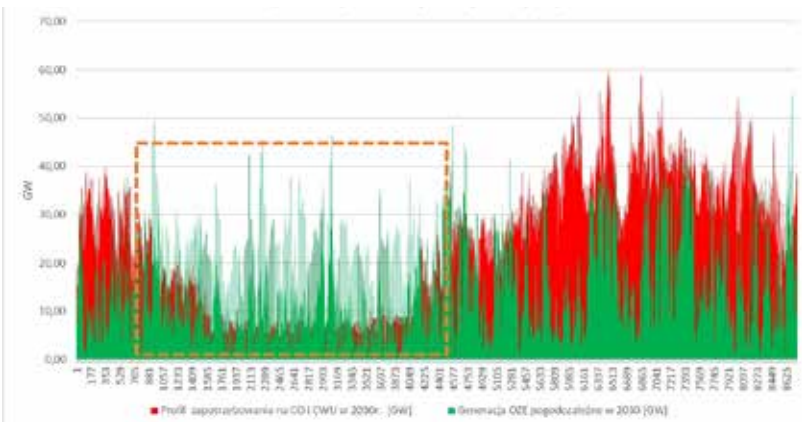


nieprzerwanej pracy przez całą dobę, mogą magazynować energię w postaci ciepła o wysokich parametrach temperaturowych (powyżej 500° C). Atrakcyjnie zapowiada się np. konwersja bloków węglowych na energię elektryczną z OZE dzięki jej magazynowaniu w solach, ale na ich komercyjne wdrożenie trzeba poczekać do 2030 roku.

Potencjał magazynów ciepła w polityce energetycznej w krajowym systemie energetycznym, ciepłownictwie i ogrzewnictwie

Rozwój magazynowania energii w postaci ciepła bez uporządkowania strony prawnej nie będzie dynamiczny odpowiednio do potrzeb. Ustawodawca stosunkowo późno przewidział rosnące znaczenie tego segmentu, np. wprowadzając do prawa definicję magazynów ciepła jako magazynów nieodwracalnych *Power to X* – w przeciwieństwie do dostrzeżonych wcześniej magazynów odwracalnych typu *Power to Power* – dopiero w 2023 roku (wtedy wdrażając z opóźnieniem dyrektywy unijne z 2019 roku). Magazyny ciepła nie były dotychczas szeroko eksponowane zarówno w projektach strategii dla ciepłownictwa, jak i polityki energetycznej PEP 2040.

Rysunek 3. Zestawienie szacowanych profili łącznego zapotrzebowania na ciepło systemowe i indywidulane (CO i CWU) w 2030 roku oraz profil generacji pogodozależnych OZE w 2030 roku



Nie w pełni i jeszcze niepowszechnie dostrzeżono wyjątkowe korzyści, jakie technologie magazynowania ciepła oferują, w tym pomoc w oddzieleniu bieżącego zapotrzebowania na ciepło od natychmiastowej produkcji energii z OZE i dostępności energii z konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Różne technologie TES zmniejszają zapotrzebowanie na kosztowne wzmocnienia sieci, pomagają zrównoważyć popyt na nośniki energii w cyklach godzinnym, dobowym, tygodniowym i sezonowym oraz wspierają przejście na system energetyczny oparty głównie na odnawialnych źródłach energii.

W Polsce na potrzeby grzewcze spalane jest rocznie 24 mln t węgla, z czego indywidualne gospodarstwa domowe zużywają 12 mln t węgla, przy zapotrzebowaniu 850–950 PJ/rok, z czego 150–200 PJ/rok w przemyśle. Tymczasem zarówno ogrzewnictwo indywidualne, jak i ciepłownictwo systemowe stoją przed wyzwaniem związanym z realizacją celów wynikających z Europejskiego Zielonego Ładu i wymaganą redukcją emisji CO_2 o 55% do 2050 roku oraz konkretnymi wymogami do 2030 roku (wzrost udziałów energii z OZE w ramach dyrektywy budynkowej i dyrektywy OZE). Przyjęty cel redukcyjny i związany z nim wzrost cen uprawnień do emisji CO_2 oraz wymóg wzrostu udziałów OZE (jedyny sektor w całej energetyce, mający w tym zakresie konkretne zobowiązania do 2030 roku) ma fundamentalne znaczenie dla modernizacji sektora ciepłowniczego i technologii wykorzystywanych w procesie transformacji ciepłownictwa. Wszystkie te działania znalazły wyraz w kilku najnowszych unijnych dyrektywach ETS, REDIII, EED, IED oraz MCP.

Wymienione powyżej wyzwania powodują, że zarówno ciepło systemowe, jak i ogrzewnictwo indywidualne muszą sprostać zwiększeniu udziału OZE w produkcji energii końcowej. Z kolei wzrost liczby zainstalowanych instalacji prosumenckich, budowa nowych farm wiatrowych i dużych instalacji (farm) fotowoltaicznych utrzyma tendencję wzrostową w najbliższych latach, co wobec niedoinwestowanych sieci dystrybucyjnych i z powodów bilansowych (moc pogodozależnych OZE w określonych godzinach przekracza zapotrzebowanie) będzie przyczyną okresowych ograniczeń produkcji.

Sektor ciepłowniczy ma bardzo duży potencjał jako odbiorca energii elektrycznej i jest niewykorzystanym buforem na nadwyżki energii z OZE. Ciepło w strukturze zużycia energii finalnej brutto w 2020 roku stanowiło 53%, przy 20% energii elektrycznej (metodyka Eurostat), i to obrazuje jak duży potencjał ma łączenie sektorów w Polsce (tabela 2).

Wobec szybkiego wzrostu mocy OZE odpowiedzią na nadwyżki energii elektrycznej staje się zatem łączenie sektorów poprzez elektroogrzewnictwo oparte na nadwyżkach energii elektrycznej z OZE (tzw. *green Power to Heat*), które za pośrednictwem bojlerów i ogrzewaczy rezystancyjnych elektrycznych, kotłów elektrodowych czy pomp ciepła pozwala na konwersję energii elektrycznej w ciepło. Rysunek 3 przedstawia potencjał ciepłownictwa i ogrzewnictwa do przejmowania generacji po-

Tabela 2. Zużycie energii finalnej brutto w 2020 roku według metodyki Eurostatu

Zużycie energii końcowej w 2020 roku	TWh	Udział [%]
Zużycie ciepła	447	53
Zużycie energii elektrycznej	170	20
Zużycie paliw w transporcie	228	27
Finalne zużycie energii brutto	846	100

Źródło: Eurostat, opracowanie IEO.

godozależnej OZE w efekcie postępującej elektryfikacji. Zbadano potencjał ciepłownictwa do absorpcji generacji OZE i dokonano analiz sumarycznego profilu ciepłowniczego dla Polski (łącznie CO i CWU dla ogrzewnictwa i ciepłownictwa) i profilu generacji pogodozależnych OZE na 2030 rok (zgodnie z najnowszą rewizją KPEiK).

Na wykresie linią przerywaną zaznaczono okres, w którym rekomendowane jest wykorzystanie sezonowych magazynów ciepła.

Wyraźna nadwyżka generacji OZE nad ciepłownictwem i ogrzewnictwem w okresie kwiecień–wrzesień, a więc poza sezonem grzewczym, stanowi o olbrzymim i rosnącym potencjale magazynowania ciepła i daje szansę na przyspieszoną elektryfikację ciepłownictwa.

Wysokosprawne (sprawność około 99,9%) i relatywnie tanie kotły elektrodowe czy pompy ciepła mogą pracować skutecznie jedynie z różnymi typami magazynów ciepła. W ujęciu prosumenckim są to zasobniki ciepła (bufory), natomiast w ciepłownictwie magazyny dobowe (również jako uzupełnienie kogeneracji). W zastosowaniach ciepłowniczych są to przede wszystkim wielkoskalowe sezonowe magazyny ciepła, pozwalające na magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE, a także ciepła z OZE (kolektory słoneczne, geotermia), ciepła odpadowego czy nadwyżki ciepła z instalacji konwencjonalnych w dużych ciepłowniach i nowoczesnych elektrociepłowniach.

> Ankietowane przedsiębiorstwa ciepłownicze potwierdziły w 100%, że zamierzają oprzeć rozwój systemu ciepłowniczego na magazynach ciepła oraz odnawialnych źródłach energii.

Ankietowane przedsiębiorstwa ciepłownicze potwierdziły w 100%, że zamierzają oprzeć rozwój systemu ciepłowniczego na magazynach ciepła oraz odnawialnych źródłach energii. Wyniki przeprowadzonych przez IEO badań wskazują, że potencjał magazynowania ciepła w sektorze ciepłowniczym wynosi 57,4 GWh/dobę, a przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i dostępności terenu realny potencjał to 6651 GWh/rok. Największy potencjał mają przedsiębiorstwa ciepłownicze o mocy 10–50 MW, których w Polsce jest aż 178. Zatem – z jednej strony – dzięki zastosowaniu magazynów ciepła możliwe jest osiągnięcie systemu efektywnego energetycznie, ale, co równie ważne, umożliwienie lokalnej konsumpcji nadwyżek generowanych przez źródła OZE bez nadmiernego obciążania sieci energetycznych. Rynek inwestycji w tym sektorze w Polsce związany z samymi magazynami ciepła, na jaki wskazuje ww. potencjał, to 24,5 mld zł, a dla samych ciepłowni o mocy w przedziale 10–50 MW to 7,5 mld zł.

W raporcie oszacowany został też potencjał magazynów ciepła na 2030 rok w ogrzewnictwie, obejmujący m.in. 6,6 mln buforów ciepła, służących zaopatrzeniu gospodarstw domowych w ciepłą wodę użytkową, zdolnych zmagazynować w cyklach dobowych prawie 4,2 TWh energii elektrycznej, zasadniczo nadwyżek energii z OZE rocznie o wartości inwestycji ponad 30 mld zł. Na tym etapie nie uwzględniano potencjału wykorzystania magazynów ciepła na potrzeby ogrzewania. Przyjęto, że bardziej masowe inwestycje w magazynowanie ciepła do ogrzewania domów będą realizowane dopiero po 2030 roku.

* * *

Obecna sytuacja związana z dynamicznymi zmianami na rynku (ceny energii i paliw, ograniczenia źródeł OZE w KSE i konieczność dekarbonizacji ciepłownictwa) będzie motorem napędzającym dynamiczny rozwój magazynów ciepła jako wsparcie dla energetyki i ciepłownictwa w zakresie:

a) poprawy efektywności i stabilności nieelastycznych źródeł ciepła i energii elektrycznej na paliwa stałe zarówno w indywidualnym ogrzewnictwie i ciepłownictwie, jak i elektroenergetyce systemowej i przemysłowej,
b) racjonalizacji i optymalizacji ekonomicznej pracy źródeł kogeneracyjnych, zwłaszcza tzw. wysokosprawnej kogeneracji gazowej, dotychczas słabo reagującej na sygnały cenowe z rynku energii elektrycznej,
c) wygładzenia i wydłużenia okresu dostaw energii z kolektorów słonecznych,
d) zapewnienia możliwości odbioru ciepła odpadowego,
e) zwiększenia możliwości poboru CWU w ogrzewnictwie indywidualnym, bez konieczności zwiększania mocy źródła gazowego lub elektrycznego ponad aktualne warunki przyłączenia do sieci,
f) elektryfikacji ciepłownictwa i ogrzewnictwa (*sector coupling* skierowany na wykorzystanie niższych cen energii w tzw. taryfie nocnej),
g) zielonej elektryfikacji (*green Power to Heat*) powiązanej z:
   – obniżeniem kosztów zaopatrzenia w ciepło,
   – wykorzystaniem nadwyżek energii elektrycznej z pogodozależnych OZE w cyklach zgodnych z profilami taryf dynamicznych i dynamiką cen energii na rynku hurtowym.

Technologie magazynowania ciepła są dostępne, ale podążanie za potrzebami rynku wymaga działań legislacyjnych. Dalsze prace nad rekomendacjami na podstawie wniosków z raportu, służące odblokowaniu i wykorzystaniu potencjału magazynowania ciepła w Polsce, będą prowadzone m.in. w ramach działalności Zespołu ds. Magazynowania Ciepła przy PIME.

Grzegorz Wiśniewski, Instytut Energetyki Odnawialnej

* M. Twardawa, G. Wiśniewski, J. Gajkowski, K. Kalinowski, T. Kowalak, S. Orzechowski, K. Wiśniewski, *Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła*, opracowanie IEO w partnerstwie z PIME, 2024 rok.



Gazowiec Clean Ocean z dostawą LNG dla Grupy ORLEN w terminalu w Świnoujściu.

ORLEN odebrał w Świnoujściu trzechsetny ładunek LNG

W lipcu 2023 roku do terminalu LNG w Świnoujściu przypłynął kolejny, już trzechsetny, transport skroplonego gazu ziemnego. Morskie dostawy LNG to jeden z filarów bezpieczeństwa gazowego Polski. Od uruchomienia terminalu w Świnoujściu spółka odebrała tą drogą prawie 24 miliony ton surowca, co odpowiada ponad 31,2 mld m sześc. gazu ziemnego w stanie lotnym. Taka ilość paliwa wystarczyłaby, aby zapewnić gaz wszystkim gospodarstwom domowym w Polsce, korzystającym z tego paliwa, przez ponad 6 lat.

Odbiór LNG w Świnoujściu był od początku jednym z filarów strategii dywersyfikacji importu gazu do Polski. Udział dostaw drogą morską pod kątem całkowitego zaopatrzenia w ten surowiec systematycznie rośnie. W 2016 roku LNG stanowiło zaledwie około 8 proc. dostaw gazu z zagranicy. W 2023 roku udział ten wzrósł do niemal 46 proc. całego importu błękitnego paliwa do Polski.



Gazowiec z floty Grupy ORLEN Lech Kaczyński w drodze do Polski do terminalu LNG w Świnoujściu.

Najwięcej dostaw LNG dotarło do Świnoujścia z Kataru, skąd do tej pory przybyły 143 ładunki. Ze Stanów Zjednoczonych, któ-

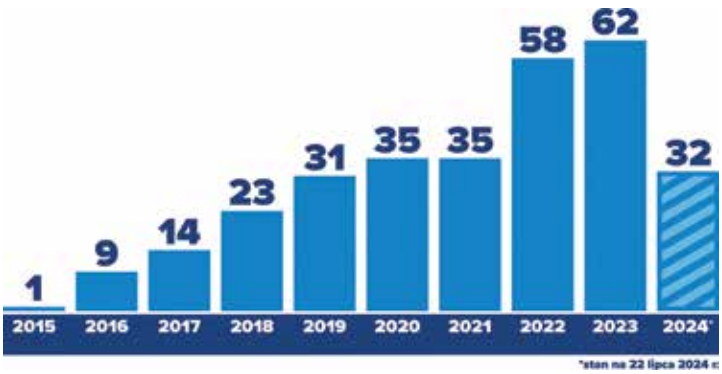
Kierunki dostaw LNG do Polski dla Grupy ORLEN, st





Gazowiec Seapeak Creole z ładunkiem liczącym około 75 tys. ton LNG ze Stanów Zjednoczonych. Była to dwusetna dostawa skroplonego gazu ziemnego do terminalu w Świnoujściu.

Dostawy LNG dla Grupy ORLEN do terminalu w Świnoujściu od początku uruchomienia polskiego gazoportu, stan na 22 lipca 2024 roku



an na 22 lipca 2024 roku



re od 2022 roku są głównym kierunkiem importu skroplonego gazu ziemnego, pochodziły 134 dostawy. Na kolejnych miejscach znalazły się Norwegia – 14 ładunków, Nigeria – 3 dostawy, Trinidad i Tobago – również 3 dostawy, Egipt – 2 ładunki oraz Gwinea Równikowa – 1 ładunek.

W umacnianiu roli LNG w krajowym systemie bezpieczeństwa energetycznego istotne znaczenie ma rozwój własnej floty gazowców. Grupa ORLEN będzie miała osiem takich jednostek, z czego cztery już są wykorzystywane. Odbiór pozostałych gazowców planowany jest przed końcem 2025 roku.

Rosnącą dynamikę importu skroplonego gazu ziemnego do Polski pokazuje coraz krótszy czas pomiędzy kolejnymi dostawami. Setny ładunek LNG trafił do Świnoujścia w lipcu 2020 roku, a więc ponad cztery lata po uruchomieniu terminalu. Na osiągnięcie drugiej setki potrzeba było niemal dwa razy mniej czasu niż na początku, bo zaledwie 28 miesięcy. Sto kolejnych ładunków ORLEN odebrał w Świnoujściu w okresie następnych 20 miesięcy.

Dalsze zwiększenie importu LNG oraz rozwój działalności koncernu w tym segmencie umożliwi m.in. zakończenie rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu oraz planowane na 2028 rok uruchomienie drugiego polskiego gazoportu – w Zatoce Gdańskiej. W efekcie tych inwestycji łączna roczna przepustowość obu instalacji osiągnie ponad 14 mld m sześc. gazu ziemnego w stanie lotnym.



Gazowiec z floty Grupy ORLEN Grażyna Gęsicka w stoczni Hyundai Heavy Industries w Ulsan w Korei Południowej.

Gaz ziemny – **paliwo niezbędne w procesie transformacji energetycznej**

Piotr Wojtasik

Co jakiś czas w mediach pojawiają się informacje o schyłku gazu ziemnego jako źródła energii w Polsce, a nawet tezy, że powinny zostać wstrzymane inwestycje w rozwój błękitnego paliwa. Z drugiej strony prognozy nie pozostawiają wątpliwości – gaz ziemny będzie potrzebny jeszcze przez dłuższy czas, a nawet jego rola będzie w najbliższych dekadach wzrastać. Warto zatem przyjrzeć się od strony faktów najważniejszym aspektom dotyczącym udziału gazu ziemnego w krajowym miksie energetycznym.

Cel nadrzędny – bezpieczeństwo energetyczne

Wśród narracji wskazujących na konieczność odejścia od gazu ziemnego pojawia się czasem argument, że choć jako kraj zyskaliśmy niezależność od dostaw z Rosji, uzależniliśmy się z kolei od innych dostawców tego surowca. Czy jednak taka analogia jest w ogóle uprawniona? Należy wskazać na fundamentalne różnice pomiędzy wieloletnim uzależnieniem od rosyjskiego gazu a zbudowanym systemem zdywersyfikowanych dostaw. Przede wszystkim obecny system już udowodnił swoją wysoką efektywność i skuteczność. Najlepszym tego dowodem jest fakt, że poradził sobie ze skutkami bezprecedensowego kryzysu energetycznego związanego z agresją Rosji na Ukrainę w 2022 roku.

Kolejną różnicą jest to, że dostawy z Rosji jeszcze w 2021 roku wynosiły około 10 mld m sześc. rocznie i stanowiły 60 proc. importu. Obecnie zdywersyfikowane dostawy cechują się elastycznością i oparte są na solidnych fundamentach. Pierwszym są dostawy LNG, które Grupa ORLEN odbiera w terminalu LNG w Świnoujściu. W 2023 roku wyniosły one ponad 6 mld m sześc. i zabezpieczyły ponad 30 proc. całkowitego zapotrzebowania na gaz w Polsce. Obecnie główne kierunki importu to USA i Katar, ale spółka sprowadzała gaz również z innych krajów, m.in. z Norwegii, Nigerii, Egiptu, Trynidadu i Tobago oraz Gwinei Równikowej. Zatem już w ramach dostaw LNG mamy do czynienia z dywersyfikacją dostawców. Ponadto, realizowane są one zarówno w ramach kontraktów długoterminowych, jak i poprzez elastyczne zakupy spot. Na tym nie koniec. ORLEN planuje dalszą intensyfikację dostaw LNG, co będzie możliwe dzięki uruchomieniu przez GAZ–SYSTEM drugiego gazoportu – w Zatoce Gdańskiej, które planowane jest na 2028 rok. Po oddaniu inwestycji do użytku i zakończeniu rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu łączna przepustowość obu instalacji osiągnie około 14 mld m sześc. rocznie. W umacnianiu roli LNG w krajowym systemie bezpieczeństwa energetycznego istotne znaczenie ma również rozwój przez ORLEN floty gazowców. Spółka wykorzystuje obecnie cztery takie jednostki, a kolejne cztery są w budowie.

Kolejnym fundamentem nieprzerwanych dostaw gazu jest realizowany przez Grupę ORLEN przesył gazociągiem *Baltic Pipe*. W 2023 roku tą drogą dostarczono do Polski ponad 6 mld m sześc., co pozwoliło zaspokoić ponad 30 proc. krajowego zapotrzebowania na gaz. Warto podkreślić, że gazociągiem tym płynie do Polski nie tylko gaz przesyłany na podstawie zawartych kontraktów, ale także z własnego wydobycia na norweskim szelfie kontynentalnym, które w ostatnich latach systematycznie wzrasta. Już w bieżącym roku wolumen własnego wydobycia Grupy ORLEN ze złóż w Norwegii przekroczy 4 mld m sześc.

Ważnym elementem gwarancji bezpieczeństwa dostaw błękitnego paliwa do odbiorców w Polsce jest także jego krajowe wydobycie. W ostatnich latach wynosiło ono średniorocznie około 3,5 mld m sześc., a jego wkład w zaspokojenie krajowego zapotrzebowania wynosił około 20 proc. Gaz pochodzący z wydobycia z własnych, krajowych złóż jest źródłem najpewniejszym. Nadrzędnym celem wydobycia krajowego jest jego utrzymanie na stabilnym, wysokim poziomie również w kolejnych latach, aby nadal zapewnić jego znaczący udział w dostawach gazu do odbiorców. Dlatego ORLEN stale inwestuje w poszukiwania i wydobycie węglowodorów. Obecnie spółka realizuje proces integracji krajowych aktywów *upstream* w jednym podmiocie w celu uzyskania wzrostu efektywności działań prowadzonych w segmencie poszukiwań i wydobycia.

Potencjał dywersyfikacyjny dostaw gazu ziemnego do Polski uzupełniają możliwości sprowadzania surowca do Polski poprzez połączenia transgraniczne z Niemcami, Czechami, Słowacją, Litwą i Ukrainą.

Wciąż niestabilne otoczenie geopolityczne w Europie i na świecie oraz prognozowany wzrost zapotrzebowania na gaz w kolejnych latach są dowodem, że dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju zagwarantowanie stabil-

nych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego jest sprawą najwyższej wagi.

Coraz więcej gazu w krajowym miksie energetycznym

Czy rzeczywiście nawoływanie do szybkiego odejścia od gazu ma w ogóle realne podstawy? Jakie faktycznie są prognozy zapotrzebowania na gaz, opracowane przez podmioty najbardziej do tego uprawnione? Zaktualizowana w tym roku prognoza spółki GAZ–SYSTEM, która jest krajowym operatorem sieci przesyłowej, wskazuje na duży wzrost zapotrzebowania na usługę przesyłową do 2045 roku. Około 2030 roku, czyli już za 5 lat, może ono przekroczyć roczną wartość 27 mld m sześc. Dla porównania: w ubiegłym roku zużycie gazu wyniosło około 17 mld m sześc. W kolejnych latach będzie utrzymywać się na wysokim poziomie i jeszcze w 2045 roku wynosić może około 26 mld m sześc. Oznacza to, że za 20 lat będzie wyższe od obecnego aż o 9 mld m sześc., czyli o ponad 50 proc.

Z kolei prognozy spółki Polskie Sieci Energetyczne, która jest operatorem polskiego systemu energetycznego, potwierdzają skokowy wzrost udziału gazu w produkcji energii elektrycznej w Polsce w kolejnych latach. Trend ten jest zresztą obserwowany już od kilku lat. W 2013 roku udział gazu w produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosił zaledwie 2 proc., a w 2023 roku wzrósł do 9 proc. W najbliższej dekadzie przewidywany jest dalszy wzrost udziału gazu w produkcji energii elektrycznej – z 9 do 23 proc. Odbywać się to będzie z równoczesnym gwałtownym zmniejszeniem się produkcji energii elektrycznej z węgla, która z obecnych około 60 proc. w 10 lat może spaść do zaledwie 10 proc. W ubiegłym roku polska elektroenergetyka zużyła około 2,1 mld sześc. gazu ziemnego. Według prognoz PSE, w okresie dziesięciu lat zużycie to może wzrosnąć kilkakrotnie i w 2034 roku osiągnąć od 9,1 do 10,5 mld sześc. Szybkie tempo odchodzenia od węgla i rozwoju OZE wymagać będzie, aby polska gospodarka zwiększyła w okresie dekady moc jednostek gazowych z obecnych 4 do 12 GW. Tym samym w najbliższych latach gaz stanie się jednym z filarów krajowego systemu elektroenergetycznego. Elastyczna praca elektrowni gazowych będzie również efektywnie wspierać i uzupełniać pracę źródeł OZE, mocno uzależnionych od warunków pogodowych.

Inwestycje gazowe wsparciem dla transformacji energetycznej

W mediach pojawiają się również twierdzenia, że w związku z przyspieszeniem w Europie procesu transformacji energetycznej inwestycje w gaz ziemny to nieodpowiedzialność i „pieniądze wyrzucane w błoto". Wydaje się jednak, że raczej zaniechanie tych inwestycji mogłoby prowadzić do katastrofy gospodarczej. Przecież przez najbliższe 25 lat musimy zabezpieczyć dostęp do źródeł energii, wynikający z rosnącego na nią zapotrzebowania, a także zbudować niezbędny bufor bezpieczeństwa ze strony źródeł sterowalnych, zabezpieczających produkcję z OZE. Gospodarka musi zostać energetycznie zbilansowana, a w bilansie tym nie tylko nie uda się obejść bez gazu, ale jego rola będzie wzrastać – chociażby w wyniku wskazanego wcześniej odchodzenia od węgla w wytwarzaniu energii.

Warto zwrócić uwagę na inny, równie ważny aspekt celowego inwestowania w gaz ziemny. Infrastruktura gazu ziemnego, w tym sieć przesyłowa, dystrybucyjna oraz magazyny, będzie miała kluczowe znaczenie dla tworzenia rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, takich jak np. wodór czy biometan. Grupa ORLEN od kilku lat prowadzi prace badawcze nad możliwościami wielkoskalowego magazynowania wodoru w kawernach solnych, wykorzystywanych obecnie do magazynowania gazu. Możliwość magazynowania wodoru w dużej skali jest warunkiem koniecznym rozwoju tej dziedziny przemysłu. Grupa prowadzi również prace dotyczące transportu biometanu i wodoru gazowymi sieciami dystrybucyjnymi. Realizuje także projekty przygotowawcze związane z wychwytem dwutlenku węgla, analizując m.in. potencjał krajowych formacji geologicznych, zdolnych do sekwestracji wymaganych objętości CO_2.

Gaz ziemny w dekarbonizacji

W procesie transformacji energetycznej gaz ziemny będzie wspierać odchodzenie od węgla. Odwołajmy się w tym miejscu do jednego z przykładów zmniejszenia emisji m.in. w wyniku gazyfikacji. Rybnik to śląskie miasto, liczące 130 tysięcy mieszkańców, które w ostatnich latach w sposób wręcz spektakularny poprawiło jakość powietrza. Zgodnie z danymi Urzędu Miasta, w 2010 roku były aż 134 dni z przekroczeniami dopuszczalnego dobowego poziomu zanieczyszczeń powietrza. Dla porównania: w 2023 roku było ich już tylko 16! Jednym z czynników sukcesu było między innymi przejście na gaz ziemny, z wykorzystaniem możliwości stworzonych przez program „Czyste powietrze". Według rankingu Polskiego Alarmu Smogowego mieszkańcy gminy Rybnik byli jednymi z najbardziej aktywnych uczestników tego programu, składając ponad 6200 wniosków o wsparcie wymiany tzw. kopciuchów na bardziej przyjazne środowisku źródła ciepła. Z kolei – zgodnie z danymi Polskiej Spółki Gazownictwa, operatora systemu dystrybucyjnego gazu – ilość zużytego gazu w Rybniku od 2017 do 2023 roku wzrosła o ponad 27 proc. Dane PSG wskazują, że w latach 2017–2023 liczba przyłączy do klientów używających gaz do ogrzewania domów wzrosła w Rybniku o prawie 115 proc. Sukces Rybnika jest jednym z wielu przykładów na to, że inwestycje w gaz ziemny mogą znacząco wspierać poprawę jakości powietrza i środowiska.

Gaz ziemny może, i powinien, odegrać ważną rolę w procesie dekarbonizacji gospodarki i dzięki temu w sposób istotny przyczynić się do realizacji transformacji energetycznej. Jako paliwo „pomostowe" pozwoli na przyspieszenie odejścia od wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej z węgla w kierunku odnawialnych źródeł energii.

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

Gaz niezbędny w transformacji
– perspektywa dla błękitnego paliwa w obliczu zmian związanych z ograniczeniem emisji

Tomasz Stankowski

W ramach unijnej polityki klimatycznej gaz ziemny przez wiele lat był traktowany jako przejściowy nośnik energii. Jest to paliwo o zdecydowanie mniejszej emisyjności jednostkowej niż inne paliwa kopalne, szczególnie szeroko stosowany w Europie węgiel kamienny. Stąd istotna rola gazu ziemnego w procesie dekarbonizacji. Zgodnie z ogłoszonym w 2021 roku Europejskim Zielonym Ładem, do 2030 roku ma nastąpić obniżenie emisji gazów cieplarnianych o nie mniej niż 55 proc. (w porównaniu z 1990 rokiem), zaś do 2050 roku Europa ma stać się pierwszym kontynentem neutralnym klimatycznie. Ponieważ podczas spalania gazu ziemnego emitowany jest dwutlenek węgla, aby zrealizować postawione przez UE cele konieczna będzie stopniowa rezygnacja z tego surowca lub przynajmniej znaczące ograniczenie jego wykorzystania. Przynajmniej tak mówią oficjalne europejskie prognozy.

Przewidywania Komisji Europejskiej co do dalszego zapotrzebowania Europy na gaz ziemny zakładają znaczącą marginalizację zużycia konwencjonalnego gazu na terenie Unii Europejskiej na rzecz gazowych paliw odnawialnych. Warto jednak wziąć pod uwagę ewentualne zagrożenia w doprowadzeniu do oczekiwanej dywersyfikacji miksu energetycznego.

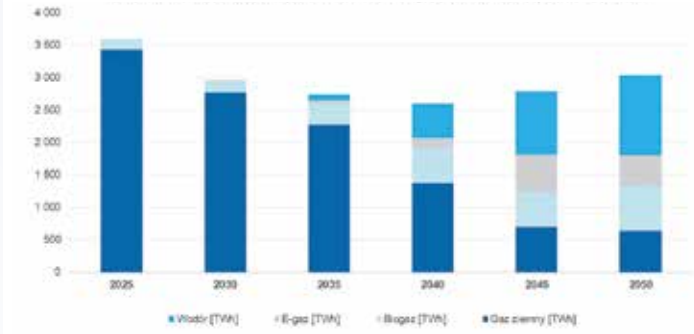
Pierwsze z nich to niedostatecznie rozwinięte technologie produkcji paliw, które mogłyby zastąpić kopalny gaz ziemny. Chodzi przede wszystkim o produkcję biogazu, zielonego wodoru czy gazu syntezowego (e-gazu). O ile uwarunkowania technologiczne wytwarzania biogazu są już dobrze znane, o tyle jego oczyszczenie do biometanu wciąż wymaga dalszych prac badawczych, które umożliwią zarówno zredukowanie strat metanu, jak i kosztów związanych z tym procesem. Brakuje także ujednolicony standardów technicznych, które regulowałyby warunki wprowadzania biogazu do sieci gazowej. Kolejnym wyzwaniem jest produkcja zielonego wodoru na drodze elektrolizy wody przy wykorzystaniu energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii. Koszty instalacji oraz model dystrybucji tego paliwa wciąż stanowią istotną barierę dla podmiotów zainteresowanych realizacją projektów.

W 2022 roku – według danych Eurostatu – struktura zużycia gazu ziemnego w Unii Europejskiej przedstawiała się następująco:

a) 32,4 proc. wykorzystywane jest w sektorze wytwarzania prądu i ciepła,
b) 25,5 proc. wykorzystywane jest przez gospodarstwa domowe,
c) 24,1 proc. wykorzystywane jest przez przemysł,
d) 11,2 proc. wykorzystywane jest przez usługi,
e) 6,8 proc. wykorzystywane jest na inne potrzeby.

Analizując strukturę zużycia gazu ziemnego w Unii Europejskiej, szczególną uwagę należy zwrócić na przedsiębiorstwa reprezentujące sektor przemysłu, mające duże zapotrzebowanie na ciągłe, stabilne i niezmienne w swoich parametrach dostawy paliwa gazowego (np. huty szkła). Już dzisiaj można zaobserwować trend zmiany sposobu zasilania procesów technologicznych z paliwa gazowego na energię elektryczną (proces elektryfikacji). Jednak nie każdy proces technologiczny umożliwia takie przemodelowanie chociażby ze względu na wymaganą gęstość energii, którą obecnie, w sposób stabilny i ciągły, może zagwarantować przede wszystkim konwencjonalny gaz ziemny.

Scenariusz zapotrzebowania na paliwa gazowe na terenie Unii Europejskiej do 2050 roku, opracowany przez Komisję Europejską



Źródło: opracowanie PGNiG Obrót Detaliczny.

Jeśli chodzi o pozostałe sektory, zużycie energii pierwotnej na terenie Europy – według prognoz – ma spaść o około 15 proc., ale w ujęciu globalnym ma wzrosnąć o aż 20 proc. do 2050 roku w porównaniu z 2022 rokiem. Większe zapotrzebowanie na energię wymagać będzie szybszego rozwoju opisanych powyżej technologii produkcji alternatywnych paliw gazowych. Jeśli ich rozwój nie będzie nadążał za wzrostem zapotrzebowania na energię, może to stwarzać pole do większego niż zakładają prognozy zużycia konwencjonalnego gazu ziemnego – zarówno w kontekście europejskim, jak i globalnym.

Całkowite wycofanie się z wykorzystania gazu ziemnego pochodzenia kopalnego byłoby bardzo trudne do realizacji w krótkim okresie ze względu na:

a) koszt procesów inwestycyjnych związany ze zwiększeniem izolacji termicznej budynków oraz ze stopniowym wprowadzaniem alternatyw dla ogrzewania gazowego,
b) trudności związane z zastąpieniem gazu ziemnego w procesach przemysłowych, zwłaszcza w procesach chemicznych, produkcji papieru oraz szkła,
c) niepewność związaną z dojrzałością technologiczną procesów produkcji gazów alternatywnych, takich jak zielony wodór czy biogaz,
d) niepewność związaną z tempem elektryfikacji,
e) problem pokrycia zapotrzebowania szczytowego (szczególnie w okresie zimowym) przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.

Nie ulega wątpliwości, że trend związany z redukcją emisji gazów cieplarnianych jest nieodwracalny. Światowe gospodarki będą bowiem dążyć do obniżenia emisji gazów cieplarnianych nie tylko z przyczyn bezpośrednio związanych z ochroną środowiska, ale także ze względu na wyczerpywanie się zasobów paliw kopalnych. Większość źródeł podaje bowiem, że przy obecnych poziomach wydobycia konwencjonalnego gazu ziemnego tego surowca wystarczy tylko na około 80 lat.

Wydaje się zatem, że obecnie, nie mając wystarczająco dojrzałych technologii zastępczych, nie stać nas jako cywilizację na zupełną rezygnację z kopalnego gazu ziemnego jako stabilnego i stosunkowo niskoemisyjnego źródła energii, którym potrafimy zarządzać w sposób efektywny. Gaz wysokometanowy jeszcze przez wiele lat będzie ważnym elementem europejskiego miksu energetycznego.

Tomasz Stankowski, ekspert ds. efektywności energetycznej PGNiG OD

PGNiG i ORLEN Południe wspólnie dążą do efektywności środowiskowej

Jacek Bartosik

PGNiG Obrót Detaliczny zrealizował analizę cyklu życia (LCA) produktu dla rafinerii ORLEN Południe w Trzebini i Jedliczu. Badanie to jest uznawane za jedną z najbardziej złożonych analiz dotyczących efektywności środowiskowej produktów.

Zakończona w tym roku analiza cyklu życia (*Life Cycle Assessment*) produktów rafineryjnych to pierwsze tego typu przedsięwzięcie w Grupie ORLEN. W ramach projektu spółki miały możliwość wymiany kompetencji i wiedzy w zakresie analiz LCA produktów z sektora rafineryjnego. Dzięki współpracy PGNiG Obrót Detaliczny, dysponującego eksperckim doświadczeniem w analizach LCA, oraz ORLEN Południe, posiadającego techniczną wiedzę w obszarze produktów rafineryjnych, osiągnięto efekt synergii i z sukcesem sfinalizowano projekt.

Badanie cyklu życia pozwala kompleksowo ocenić wpływ procesu wytworzenia danego produktu na środowisko, zdrowie człowieka, a także zasoby naturalne. Pomimo wysokiego stopnia skomplikowania jest ono wybierane przez podmioty dbające o ślad ekologiczny swoich produktów. Rafinerie w Trzebini i Jedliczu, należące do spółki ORLEN Południe, zdecydowały się poddać takiej analizie niektóre ze swoich kluczowych produktów, na przykład biodiesel, glikol propylenowy, parafiny czy oleje przepracowane.

Podczas prac zmierzono się z takimi wyzwaniami, jak brak ujednoliconej metodyki obliczeniowej dla surowców pochodzenia roślinnego i zwierzęcego, prowadzenie procesów w złożonych instalacjach oraz brak odniesienia do innych analiz ze względu na niewielką liczbę biorafinerii.

Realizacja przedsięwzięcia przyczyniła się do wzrostu wiedzy na temat wpływu wytwarzanych przez ORLEN Południe produktów na otoczenie oraz rozwoju kompetencji ekspertów PGNiG Obrót Detaliczny, odpowiadających na oczekiwania interesariuszy i klientów zainteresowanych przeprowadzeniem takich badań. Wyniki analizy są też szczególnie istotne z perspektywy kluczowych decyzji podejmowanych przez rafinerie w obszarze modyfikacji gospodarki energetycznej i procesów produkcyjnych oraz poszukiwania alternatywnych substratów o mniejszym śladzie węglowym. Pozwoli to rafineriom utrzymać konkurencyjność rynkową i odpowiedzialnie zarządzać transformacją środowiskową zakładów.

Obecnie klienci Grupy ORLEN mogą skorzystać z oferty dotyczącej wykonania analizy śladu węglowego organizacji oraz produktów. Wraz ze wzrostem zainteresowania tematyką LCA oferta będzie rozszerzana o kolejne propozycje.

Jacek Bartosik, dyrektor Biura Zarządzania Ofertą Produktową oraz Biura Transformacji Biznesu, Dział Transformacji Energetycznej, PGNiG Obrót Detaliczny

GAZ–SYSTEM z perspektywy dwudziestu lat działalności

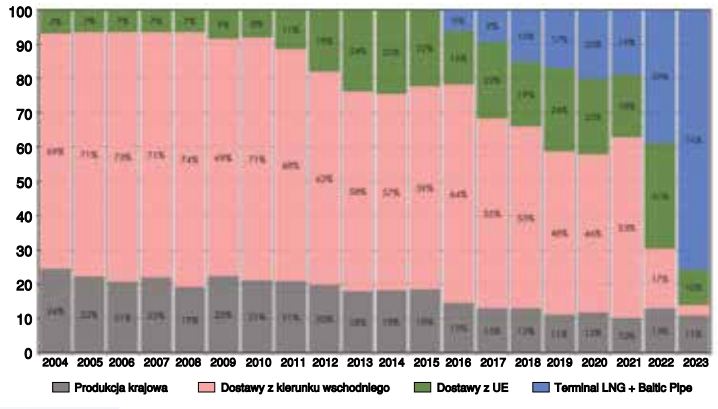
Tomasz Pietrasieński

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. powstał 16 kwietnia 2004 roku z PGNiG Przesył sp. z o.o. w wyniku wydzielenia działalności związanej z przesyłaniem gazu ziemnego, zgodnie z postanowieniem dyrektywy gazowej przyjętej w 2003 roku przez Radę i Parlament Europejski*.

Rozwój to słowo, które trafnie opisuje historię GAZ–SYSTEM. Od momentu powstania firma przeszła głęboką przemianę. Stała się filarem bezpieczeństwa energetycznego kraju, budując sieć gazową, która umożliwiła uniezależnienie się Polski od rosyjskiego gazu ziemnego. Spółka odgrywa również coraz większą rolę w konstruowaniu zintegrowanego systemu przesyłowego w Europie. W kolejnych latach następował dalszy rozwój spółki. W czerwcu 2024 roku GAZ–SYSTEM przejął Gas Storage Poland, operatora systemu magazynowania gazu ziemnego w Polsce.

Postęp widoczny jest w rozbudowie infrastruktury przesyłowej. W 2007 roku spółka była właścicielem sieci o długości 9645 km, obecnie posiada 12 133 km gazociągów (stan na 30 czerwca 2024 roku). W okresie dwóch dekad moc zainstalowana na tłoczniach systemu niemal się podwoiła (ze 129 MW w 2004 do 247 MW w 2024 roku).

Struktura dostaw gazu ziemnego wysokometanowego (E) do sieci przesyłowej w ujęciu rocznym w latach 2004–2023



Nowy kierunek: północ–południe zamiast wschód–zachód

Dwadzieścia lat temu było sześć punktów wejść do krajowego systemu przesyłowego (z możliwościami przesyłowymi 17,9 mld m^3 rocznie). Teraz jest ich osiem, a możliwości wzrosły o ponad 100 proc. Jednak w tym wypadku sama liczba wejść nie oddaje skali zmian, które zaszły w całym krajowym systemie przesyłowym. W 2004 roku przez wszystkie punkty można było sprowadzać gaz ziemny przede wszystkim z kierunku wschodniego. Obecnie poprzez Morze Bałtyckie gaz płynie z szelfu norweskiego, a do terminalu LNG w Świnoujściu zawijają metanowce z różnych państw i kontynentów. W lipcu 2024 roku gazoport obsłużył trzechsetną taką jednostkę od początku działania obiektu, czyli od 2016 roku. Te inwestycje pozwoliły przeprowadzić największą zmianę w polskim gazownictwie nie tylko w okresie ostatnich lat, ale również dekad. Oś przesyłu gazu została bowiem przestawiona z kierunku wschód–zachód na północ–południe, co ilustruje zamieszczony wykres. Wymagało to radykalnej rozbudowy systemu przesyłowego, który trzeba było dostosować do transportu dużych ilości gazu z innych niż dotychczas kierunków.

W 2023 roku z gazoportu i gazociągu podmorskiego pochodziło 76 proc. gazu ziemnego dostarczonego do sieci przesyłowej. Szczególnym czasem dla infrastruktury przesyłowej był 2022 rok, w którym do eksploatacji oddano trzy połączenia międzysystemowe: Polska–Litwa, Polska–Dania oraz Polska–Słowacja. Efekt uruchomienia tych inwestycji widoczny jest na zamieszczonym wykresie: w latach 2022–2023 zwiększyły się dostawy gazu pochodzącego z UE i innych regionów świata, które w większości zastąpiły gaz rosyjski w naszym systemie przesyłowym.

Szczytowe zapotrzebowanie – szczególne wyzwanie dla systemu

W bilansowaniu systemu najważniejszym wskaźnikiem jest konieczność pokrycia zapotrzebowania w dobie szczytowej. Przesyłanie paliwa zgodnie z zamówieniami w czasie największego zapotrzebowania jest szczególnym wyzwaniem zwłaszcza dla pracowników Krajowej Dyspozycji Gazu oraz pionów Eksploatacji i Rozwoju Rynku Gazu w GAZ–SYSTEM.

Mierzone w ten sposób rekordowe zapotrzebowanie GAZ–SYSTEM odnotował w roku gazowym 2020/2021. Było ono spowodowane niższymi temperaturami zewnętrznymi oraz utrzymującym się wysokim wykorzystaniem gazu przez odbiorców przemysłowych. W kolejnych dwóch latach następował spadek zapotrzebowania w dobie szczytowej, wynikający między innymi z pande-

mii Covid-19 oraz rosyjskiej agresji na Ukrainę. Powrót do wysokiego popytu na gaz nastąpił w roku gazowym 2023/2024.

Tłoki inteligentne, agregaty sprężarkowe i DCS – stosowane technologie i bezpieczna eksploatacja

W ostatnich dwudziestu latach w znaczący sposób zmieniły się technologie stosowane przez spółkę w obszarze eksploatacji. Jedna z nich stała się standardem, znacznie zwiększając bezpieczeństwo systemu przesyłowego. Mowa o badaniu gazociągów tłokami inteligentnymi. Pozwala ono określić i zwymiarować defekty, które mogą wystąpić na gazociągu, takie jak owalizacje, wgłębienia, wady hutnicze, ubytki materiału rury, pęknięcia, miejsca korozji. Dzięki temu możliwe jest zdiagnozowanie stanu technicznego sieci i zaplanowanie na tej podstawie niezbędnych prac modernizacyjnych lub remontowych w celu zachowania zgodności z przepisami i wydłużenia okresu użytkowania gazociągu.

W przypadku tłoczni nie tylko zwiększyła się ich moc, ale w znacznym stopniu podniesiono poziom bezpieczeństwa i niezawodności. Nowe agregaty sprężarkowe dostarczono wraz ze zintegrowanymi systemami sterowania UCS (*Unit Control System*), obejmującymi nie tylko technologie nadzoru nad eksploatacją, ale również wiele nowoczesnych zabezpieczeń, m.in. od nadmiernych drgań, pożaru lub wycieków gazu. Dodatkowo tłocznie gazu wyposażono w nowoczesne systemy nadrzędne klasy SCADA lub DCS (*Distributed Control System*), które w intuicyjny sposób pozwalają nadzorować pracę wszystkich urządzeń. Należy również wspomnieć o systemach stałego monitoringu – turbinowe agregaty sprężarkowe w tłoczniach wyposażono w systemy diagnostyki online. Systemy te umożliwiają ciągły podgląd najważniejszych parametrów pracy turbin przez wykwalifikowany personel i stanowią wsparcie dla służb eksploatacji tłoczni w przypadku wystąpienia ewentualnych usterek.

Nowe tłocznie gazu to również nowe podejście do ich serwisowania. Wszystkie nowe agregaty sprężarkowe są sukcesywnie obejmowane serwisem na podstawie długoterminowych umów, co pozwala na terminową realizację prac planowych oraz na szybkie wsparcie serwisowe w przypadku wystąpienia usterek.

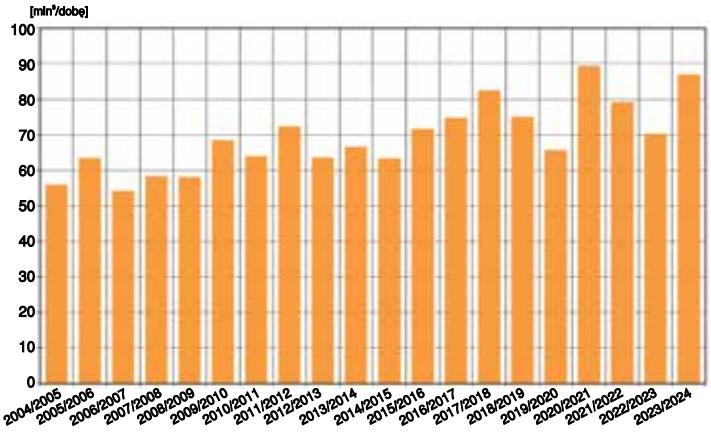
Pracownicy GAZ–SYSTEM

W okresie dwóch dekad istnienia spółki nastąpił ogromny rozwój kompetencji pracowników, zmieniła się też kultura pracy. Realizacja największego w historii polskiego gazownictwa programu inwestycyjnego wymagała wielu unikatowych umiejętności z zarządzania zbiorem złożonych projektów równolegle w tym samym czasie. Załoga spółki wywiązała się na medal z tego zadania, realizując w terminie ważne dywersyfikacyjne projekty. Tak było m.in. podczas budowy terminalu LNG w Świnoujściu, *Baltic Pipe*, interkonektorów z Litwą i Słowacją czy nowych tłoczni gazu i Korytarza Północ–Południe. Obecnie przed pracownikami GAZ–SYSTEM kolejna ważna inwestycja – pływający gazoport LNG w Zatoce Gdańskiej, wraz z gazociągami lądowymi. Zadanie to wymaga zarówno specyficznych rozwiązań inżynieryjnych i technologicznych, jak i dostosowania organizacji do zmieniających się warunków rynku dostawczego i budowlanego oraz zmian na rynku pracy, wynikających głównie z niedoboru wykwalifikowanych pracowników.

GAZ–SYSTEM to nie tylko inwestycje. Utrzymanie rozbudowanej infrastruktury wymaga pracy fachowców od eksploatacji, dlatego spółka działa intensywnie na rzecz kształcenia swojej przyszłej kadry technicznej poprzez współpracę z kilkoma zawodowymi szkołami średnimi i uczelniami. Wyzwaniem dla branży jest transformacja energetyczna, co oznacza poszukiwanie roli i funkcji GAZ–SYSTEM w obszarach nowych nośników energii, jak np. wodór czy biometan. Dlatego spółka stale współpracuje z wyższymi uczelniami technicznymi w zakresie prowadzenia dedykowanych kierunków studiów nastawionych na zeroemisyjne źródła energii. Ostatnio duży nacisk kładzie się również na bezpieczeństwo infrastruktury, dlatego GAZ–SYSTEM współpracuje z odpowiednimi służbami i formacjami w zakresie szkoleń dla pracowników, zwiększających bezpieczeństwo obiektów i gazociągów. W sposób ciągły wzmacniane są kompetencje załogi w obszarze reagowania na zagrożenia w cyberprzestrzeni.

Wiele wskazuje na to, że wraz z rozpoczęciem trzeciej dekady istnienia GAZ–SYSTEM nadal będzie dynamicznie się rozwijał – między innymi w obszarze zarządzania magazynami po przejęciu 100 proc. udziałów w Gas Storage Poland, ale przede wszystkim w obszarze przesyłu paliw alternatywnych, takich jak wodór czy biometan. Pracownicy spółki są przygotowywani na nowe wyzwania, tak aby zapewnić ciągłość pracy systemu przesyłowego i zachować bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Zapotrzebowanie w dobie szczytowej w latach 2004–2023



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

* Dyrektywa gazowa zobowiązywała przedsiębiorstwa gazownicze do rozdzielenia technicznego przesyłu gazu od obrotu i umożliwienia innym podmiotom korzystania z sieci przesyłowej na równych zasadach (zasada TPA – *Third Party Access*).

Biogaz i biometan jako kluczowe elementy dekarbonizacji polskiego sektora energetycznego: wyzwania i perspektywy na przyszłość

Departament Transformacji Energetycznej, Polska Spółka Gazownictwa

W artykule omówione są wyzwania związane z pokryciem krajowego zapotrzebowania na paliwa gazowe, z podkreśleniem znaczenia stabilnych dostaw oraz dostosowania się Polski do zobowiązań klimatycznych wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. W przyszłości kluczową rolę w krajowym miksie gazowym mają odgrywać nisko- i zeroemisyjne paliwa gazowe, zwłaszcza biogaz i biometan. Polska dysponuje znacznym potencjałem produkcji biometanu, głównie z odpadów rolniczych, jednak mimo rosnącej liczby biogazowni sektor ten w dużej mierze nadal jest niewykorzystany.

W artykule poruszone są też kwestie związane z ambitnymi celami dekarbonizacji, w tym z zastąpieniem gazu ziemnego biometanem do 2050 roku oraz z inwestycjami koniecznymi do osiągnięcia tych celów. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku" 10 proc. paliw gazowych, transportowanych sieciami gazowymi, powinno pochodzić z odnawialnych źródeł. Grupa ORLEN planuje do 2030 roku stać się liderem produkcji biogazu i biometanu w Europie Środkowej.

Jednym z wyzwań w realizacji tych celów są bariery administracyjne, regulacyjne oraz niewystarczająco rozwinięta sieć gazowa w aspekcie zatłaczania biometanu w strefach niezurbanizowanych. Polska Spółka Gazownictwa (PSG) podejmuje działania mające na celu poprawę infrastruktury poprzez „połączenia" obszarów zgazyfikowanych i umożliwienie odbioru biometanu do sieci gazowej, jednak tempo inwestycji w tym sektorze jest wolniejsze niż zakładano. W odpowiedzi na te wyzwania PSG rozważa między innymi wprowadzenie „wirtualnych gazociągów" jako tymczasowego rozwiązania na czas budowy tradycyjnej infrastruktury.

Jednym z istotnych wyzwań w zakresie pokrycia zapotrzebowania krajowego na paliwa gazowe jest zapewnienie stabilnych i nieprzerwanych dostaw. Ponadto, warunki dostarczania paliw gazowych i ich właściwości powinny umożliwić klientom wypełnienie zobowiązań klimatycznych, wynikających z członkostwa Polski w UE oraz zapewnić konkurencyjność krajowej gospodarki. Jednym z istotnych elementów krajowego miksu gazowego w najbliższej przyszłości będą paliwa gazowe nisko- i zeroemisyjne, zwłaszcza biogaz i biometan. Pozyskiwanie biogazu w Polsce na szerszą skalę rozpoczęto w 2005 roku wraz z wejściem w życie przepisów ustawy „Prawo energetyczne", dotyczących zielonych certyfikatów. W okresie ostatnich dwóch dekad polski sektor biogazu odnotował wzrost, przy czym praktycznie całość pozyskanego paliwa wykorzystywana jest na wytwarzanie energii elektrycznej. Jednak nadal znaczna część krajowego potencjału w zakresie wytwarzania biogazu pozostaje niewykorzystana.

Krajowa gospodarka, zwłaszcza rolnictwo i przemysł rolno-spożywczy, oferują znaczny potencjał w zakresie produkcji i wykorzystania biogazu. Potencjał pozyskania biometanu szacowany jest na 3 do ponad 8 mld m^3 rocznie. Według Polskiej Organizacji Biometanu[1], potencjał samego biometanu z odpadów oraz pozostałości pochodzących z sektorów rolno-spożywczego i komunalnego wynosi aż 7,8 mld m^3 rocznie.

Natomiast według *European Biogas Association* (EBA)[2], liczba biogazowni w Polsce wzrosła w latach 2011–2022 ze 178 do prawie 400, osiągając całkowitą zainstalowaną moc ponad 280 MW, co w przyszłości może wygenerować biometan wtłaczany do sieci dystrybucyjnej. W 2022 roku Polska wyprodukowała łącznie 5742 GWh biogazu, co wygenerowało około 1,4 TWh energii elektrycznej. Na uwagę zasługuje fakt, że większość biogazu wyprodukowano z surowców pochodzenia rolniczego. Według Kra-

jowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, w 2022 roku Polska zużyła około 5,7 mln ton surowców do produkcji biogazu rolniczego. Pozostałości rolnicze i rośliny energetyczne (0,7 mln ton) oraz obornik (1,7 mln ton) stanowią około 30 proc. surowców rolniczych. Należy mieć na uwadze, że w sektorze produkcji zwierzęcej Polska jest jednym z wiodących graczy na rynku europejskim, plasując się w czołówce krajów pod względem produkcji zwierzęcej i rolnej, która może być źródłem substratu wykorzystywanego w biogazowniach rolniczych.

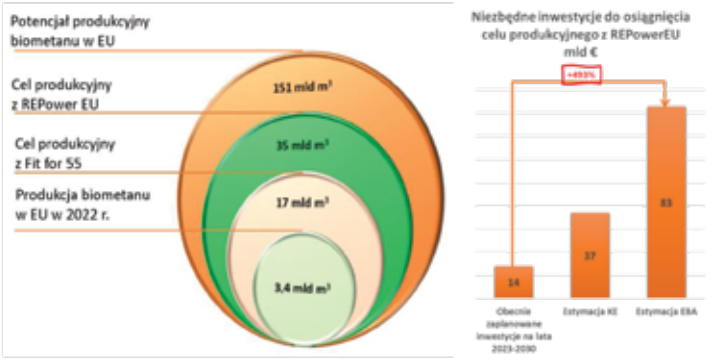
W 2020 roku w Polsce zużyto około 20 mld m^3 gazu ziemnego[1]. Zgodnie z polityką Komisji Europejskiej w zakresie neutralności klimatycznej, konieczne jest zmniejszenie udziału gazu ziemnego w miksie energetycznym o około 70 proc. do 2050 roku. W praktyce oznacza to konieczność zastąpienia gazu ziemnego biometanem, który jest jego doskonałym zamiennikiem w zakresie właściwości fizycznych i chemicznych. Potencjał produkcyjny biometanu w Unii Europejskiej został określony przez Komisję Europejską (KE) na poziomie 151 mld m^3 rocznie. Ponadto, KE ustanowiła cel produkcji biometanu na 2030 rok na poziomie 35 mld m^3 rocznie, co stanowi podwojenie ambitnego celu z *Fit for 55*. W REPowerEU oszacowano również wstępnie koszty inwestycji niezbędnych do wypełnienia celu produkcyjnego na poziomie 37 mld euro. Organizacje branżowe wskazują jednak, że niezbędne inwestycje wyniosą znacznie więcej, EBA szacuje koszty na ponad 80 mld euro. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku", od 2030 roku 10 proc. paliw gazowych transportowanych sieciami gazowymi powinno być paliwami odnawialnymi i niskoemisyjnymi. Jednym z kierunków wyznaczonych w PEP 2040 jest wykorzystanie własnych zasobów energetycznych, co wiąże się z zastąpieniem paliw kopalnych ich odnawialnymi odpowiednikami, czyli biogazem, biometanem i innymi gazami odnawialnymi. Biorąc powyższe pod uwagę, należy podkreślić, że minimalny poziom udziału gazu zdekarbonizowanego w 2030 roku powinien wynieść 2–3 mld m^3 na rok, czyli 10 proc. Biorąc pod uwagę wariant docelowy (2050), ilość gazów odnawialnych, tj. biometanu i biowodoru, w polskim systemie gazowym powinna wynieść 70 proc., czyli od 14 do 21 mld m^3 na rok.

Z danych przedstawionych w KPO wynika, że produkcja biometanu w perspektywie 2030 roku powinna wynosić 1 mld m^3 na rok, co przekłada się na budowę około 500 instalacji o wielkości produkcji biometanu na poziomie 2 mln m^3 rocznie, natomiast w swoich analizach EBA mówi o 100 dużych biogazowniach.

Ponadto, w opublikowanej w maju 2024 roku „Strategii zrównoważonego rozwoju Grupy ORLEN 2024–2030" ORLEN zadeklarował, że jako pierwszy koncern energetyczny w Europie Środkowej osiągnie neutralność emisyjną do 2050 roku. Należy podkreślić, że Grupa ORLEN ma ambicje, o czym jest również mowa we wspomnianej strategii, osiągnięcia neutralności emisyjnej przed 2050 rokiem – do 2030 roku. Rozwój Grupy ORLEN będzie opierał się między innymi na zasobach odnawialnych. Grupa zainwestuje około 120 mld zł w zielone inwestycje, tj. w morskie i lądowe farmy wiatrowe, fotowoltaikę, biogaz i biometan, biopaliwa nowej generacji i odnawialny wodór.

Kluczowym obszarem rozwoju Grupy ORLEN w tej dekadzie będzie nowoczesna energetyka, oparta przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii i wspierana mocami gazowymi. Do 2030 roku chce zbudować pozycję lidera produkcji biogazu i biometanu w Europie Środkowej. Zrealizuje ten cel, wytwarzając 1 mld m^3 biogazu rocznie (to ekwiwalent około 0,65 mld m^3 biometanu) w nowoczesnych biogazowniach. Zieloną energetykę będą wspierały inwestycje w aktywa gazowe. W ramach Grupy ORLEN elektrownie gazowe CCGT w krótkim terminie zastąpią najstarsze, najbardziej emisyjne i najmniej efektywne elektrownie i elektrociepłownie węglowe, a w dłuższej perspektywie będą stabilizowały pracę systemu opartego na OZE. Oczywiście, biogaz może być, i będzie, wykorzystywany w elektrowniach gazowych CCGT, co oznacza między innymi konieczność zapewnienia stabilnych dostaw tego gazu sieciami gazowymi.

Rysunek 1. Cele i potencjał produkcyjny biometanu w UE



Źródło: „Biometan w Polsce. Rosnąca rola biometanu w transformacji energetycznej", opracowanie PwC, luty 2024 rok.

Powyższe dane pokazują, przed jak wielkim wyzwaniem stoi polska gospodarka w zakresie produkcji, przesyłu i dystrybucji paliw odnawialnych. Należy zwrócić uwagę, że inwestycje w sektorze biometanu nie postępują tak szybko jak zakładano. Przegląd projektów biometanowych w Europie wykazał, że do czerwca 2023 roku w państwach UE potwierdzono inwestycje, których wartość stanowi jedynie niecałe 17 proc. nakładów przewidywanych przez EBA jako wymagane do osiągnięcia celu produkcyjnego z REPowerEU. Oznacza to, że osiągnięcie postawionych celów wymaga większej mobilizacji ze strony krajów UE, w tym Polski, i przyspieszenia realizacji inwestycji biometanowych.

W czerwcu 2023 roku EBA przedstawiła swoją pierwszą prognozę inwestycji w sektor biometanu[2]. Opiera się ona na częściowej odpowiedzi inwestorów i deweloperów projektów istniejących w ramach stowarzyszenia. Ich opinie pokazują, że co najmniej 18 mld euro przeznaczono na inwestycje w produkcję biometanu. Dla porównania: inwestycje potrzebne do osiągnięcia celu REPowerEU (35 mld m^3 biometanu), pochłoną 83 mld euro.

Inwestycje planowane są przede wszystkim we Francji (1,4 mld euro), Włoszech (1,1 mld euro), Holandii (951 mln euro), Hiszpanii (948 mln euro), Niemczech (658 mln euro), Szwecji (635 mln euro) oraz w Polsce (429 mln euro). Odmienny, bardziej optymistyczny obraz rynku przedstawia drugi raport EBA – z czerwca 2024[3], który pokazuje rosnące zaangażowanie branży, skutkujące inwestycjami w produkcję biometanu na poziomie 27 mld euro, czyli około 9 mld euro więcej w porównaniu z inwestycjami zidentyfikowanymi w 2023 roku. Najwięcej planowanych inwestycji jest w Danii (3,6 mld euro), Polsce (3,4 mld euro), Włoszech (2,4 mld euro) i Wielkiej Brytanii (2,3 mld euro). Na uwagę zasługuje prawie 8-krotny wzrost planowanych inwestycji w Polsce w stosunku do 2023 roku – z 429 mln euro do 3,4 mld euro.

Kluczowi nowi „gracze" na europejskim rynku biometanu

Państwo	Wielkość inwestycji [w mld euro]	Wielkość produkcji [w TWh/rok]
Dania	3,6	9,8
Polska	3,4	7,8
Włochy	2,4	8,8
Wielka Brytania	2,3	7,6
Francja	1,9	4,7
Hiszpania	1,5	5,7
Holandia	1,3	4,5
Norwegia	1,1	2,4
Szwecja	0,70	1,5
Niemcy	0,70	1,9
Finlandia	0,57	1,3
Portugalia	0,34	1,1
Irlandia	0,34	1,4
Belgia	0,24	0,9
Europa – niezdefiniowane projekty	4,5	8,9
Projekty spoza Europy	1,5	4,5

Źródło: 2nd EBA *Investment Outlook on Biomethane,* June 2024.

Rysunek 2. Lokalizacja firm wytwarzających substrat w podziale na poszczególne OZG



Źródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

Polska posiada ogromny potencjał w zakresie produkcji biometanu, ale wyzwania w tym zakresie są na bardzo wysokim poziomie.

Biorąc pod uwagę potencjał rynku, w tym dostępność substratu i ambitne cele związane z dekarbonizacją, nadal tylko nieznaczna część biogazowni jest zainteresowana produkcją biometanu. W lutowym wydaniu strategigy&[4] przedstawiono wyniki ankiety, z której wynika, że tylko 22 proc. ankietowanych jest zainteresowanych rozszerzeniem łańcucha wartości biogazowni o biometan. Ich zdaniem, problemy związane z rozwojem rynku biometanu wynikają przede wszystkim z braku strategii krajowej w tym obszarze. Wskazują na wiele konkretnych ograniczeń, w tym m.in. na bariery administracyjne i regulacyjne czy brak systemów wsparcia. Natomiast aż 18 proc. badanych uważa niedostatecznie rozwiniętą sieć przyłączy za istotny czynnik ograniczający rozwój rynku biometanu.

Polska Spółka Gazownictwa (PSG) od wielu lat analizuje zagadnienia dotyczące poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów, przede wszystkim gazów ze źródeł OZE (jak biometan czy wodór) zarówno pod kątem technologicznym, jak i regulacyjnym. PSG w ramach działań strategicznych związanych z transformacją energetyczną realizuje wiele przedsięwzięć w zakresie przyłączenia do sieci gazowej źródeł zawodowych i przemysłowych oraz rozwoju sieci pod kątem przyłączania instalacji wytwarzających biogaz/biometan. Monitoruje też tworzący się rynek biogazu i podejmuje różnego rodzaju inicjatywy, mające na celu umożliwienie odbioru biometanu w dowolnym miejscu w kraju i jego zatłoczenie do sieci gazowej PSG.

Sieci gazowe były budowane wiele lat temu, nie były więc projektowane i budowane pod kątem zagospodarowania lokalnych źródeł paliwa gazowego (biogazowni), co powoduje często brak sieci dystrybucyjnej lub problemy z chłonnością w miejscach budowy biogazowni. Natomiast istniejąca sieć gazowa PSG jest gotowa pod kątem technicznym do transportu biometanu spełniającego obowiązujące wymagania w zakresie parametrów jakościowych, tzn. zgodnych z rozporządzeniem systemowym oraz IRiESD.

PSG posiada szczegółowe dane na temat rynku biogazu, m.in. informacje o dostępności substratów czy liczbie zgłoszonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla instalacji biometanu. Dzięki temu jest w stanie zdefiniować obszary i odcinki sieci na przykład o niewystarczającej chłonności. Do analiz w tym zakre-

sie PSG wykorzystuje opracowaną przez siebie przestrzenną bazę danych (PBD), która jest nie tylko repozytorium informacji na temat rynku biogazu, ale przede wszystkim narzędziem służącym do analiz operacyjnych i strategicznych.

Na rysunku 2 przedstawiono rozmieszczenie firm mogących być dostawcami substratu, który może posłużyć do wytwarzania biogazu.

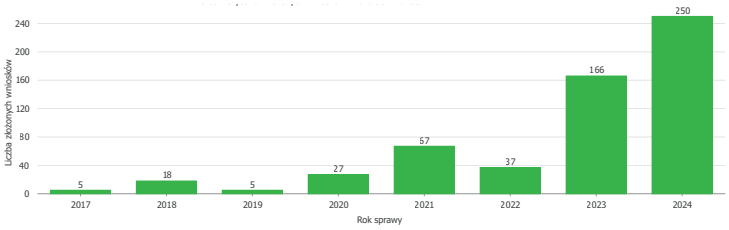
Od 2017 roku do lipca 2024 roku do PSG wpłynęło 575 wniosków i zapytań o możliwość przyłączenia biogazowni. Ich łączna moc wynosi 384 tys. m^3/h. Niestety, mimo wydawanych warunków przyłączenia podpisano tylko 6 umów o przyłączenie biogazowni do sieci dystrybucyjnej PSG, a w tym czasie nie przyłączono żadnej biogazowni do sieci gazowej. Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono liczbę złożonych wniosków o przyłączenie do sieci gazowej PSG w rozbiciu na poszczególne lata oraz na poszczególne OZG. Największa liczba złożonych wniosków przypada na OZG Poznań, Warszawa i Łódź, co jest zgodne z mapą występowania substratu, przedstawioną na rysunku 2. Natomiast na rysunku 5 przedstawiono łączną moc przyłączeniową, wynikającą ze złożonych wniosków o przyłączenie w podziale na poszczególne OZG.

Na podstawie szczegółowych analiz chłonności sieci, koncentracji substratu, wniosków o przyłączenie do sieci gazowej, PSG zdefiniowało 68 inwestycji obejmujących plany budowy około 618 km nowej sieci gazowej – tzw. spinek systemowych, tj. połączeń obszarów dystrybucyjnych zwiększających chłonność sieci gazowej. Długość spinek waha się od 0,4 do 20 km, a łączny koszt inwestycji wynosi około 500 mln PLN. Inwestycje związane z budową spinek systemowych obejmują 15 oddziałów zakładów gazowniczych, spowodują one połączenie 89 hydraulicznie wydzielonych obszarów ze strefami o większej chłonności, co przełoży się na sumaryczny wzrost chłonności łączonych obszarów sieci średniego ciśnienia o ponad 51 000 m^3/h. W praktyce powinno to rozwiązać kwestie ograniczenia chłonności w obszarach z największą liczbą wniosków i o największym potencjale substratowym.

Przyjmując, że mała biometanownia, o mocy 1 MWe, ma wydajność produkcji biometanu około 250 m^3/h, szacuje się, że inwestycje te potencjalnie pozwolą na przyłączenie około 204 takich biogazowni. Na rysunkach 6–8 przedstawiono chłonność sieci gazowej, potencjalną lokalizację spinek systemowych oraz szacunkowe nakłady na spinki.

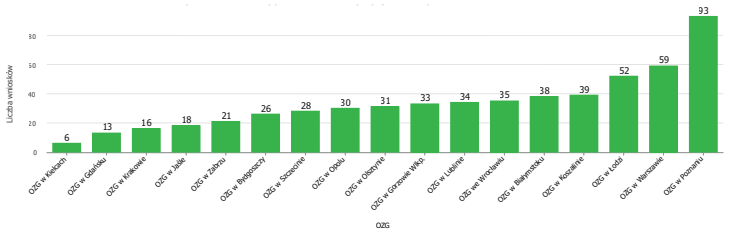
Jednym z istotnych elementów ograniczających rozwój rynku biogazu w Polsce są bariery administracyjne[4]. Z analiz wykonanych przez PSG wynika, że harmonogram przyłączenia biogazowni do sieci gazowej, uwzględniający czas na przeprowadzenie przetargu czy na wybór wykonawcy dokumentacji projektowej, pozyskanie decyzji lokalizacyjnej i praw do dysponowania nieruchomościami, przygotowanie dokumentacji projektowej, uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę, przeprowadzenie przetargu na wybór wykonawcy robót budowlanych i ich

Rysunek 3. Liczba złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla biogazowni w latach 2017–2024



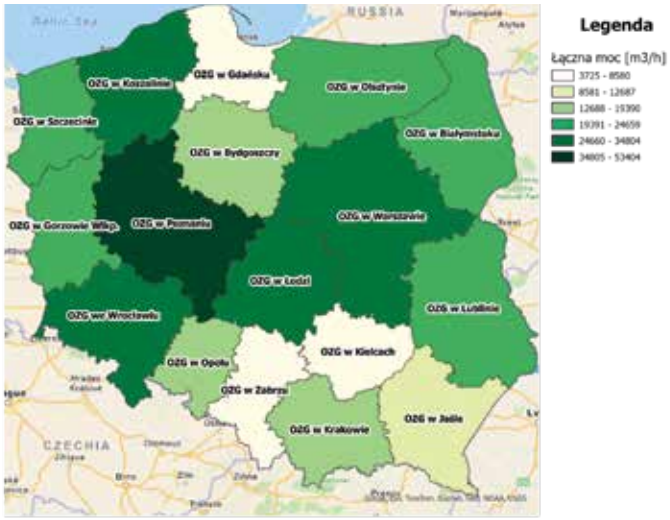
Źródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

Rysunek 4. Liczba złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla biogazowni w poszczególnych OZG



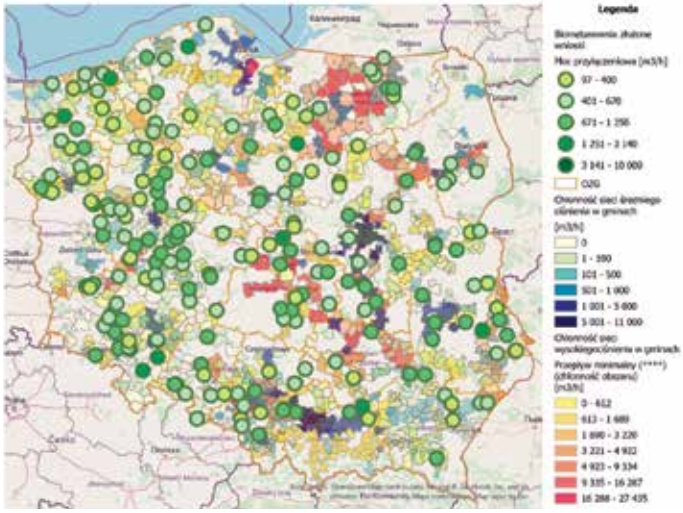
Źródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

Rysunek 5. Moc przyłączeniowa przypadająca na poszczególne OZG



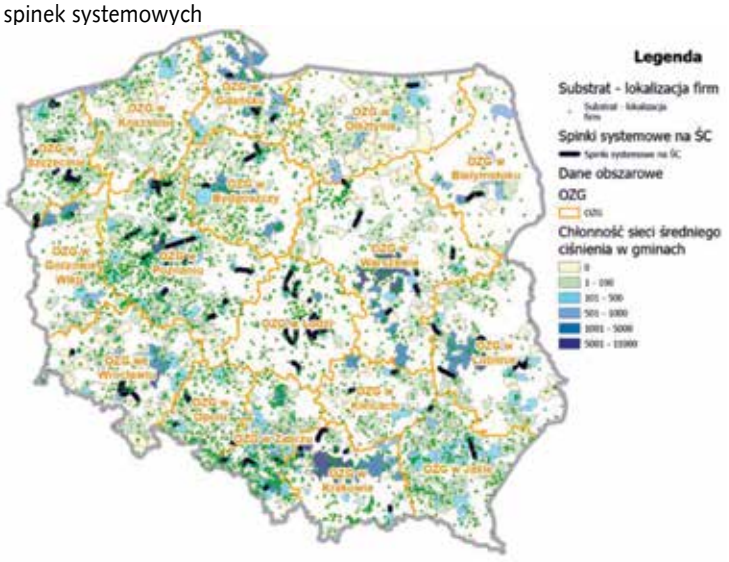
Źródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

Rysunek 6. Chłonność sieci oraz zdiagnozowana moc przyłączeniowa



Źródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

Rysunek 7. Zwiększenie chłonności sieci dystrybucyjnej – lokalizacja spinek systemowych



Źródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

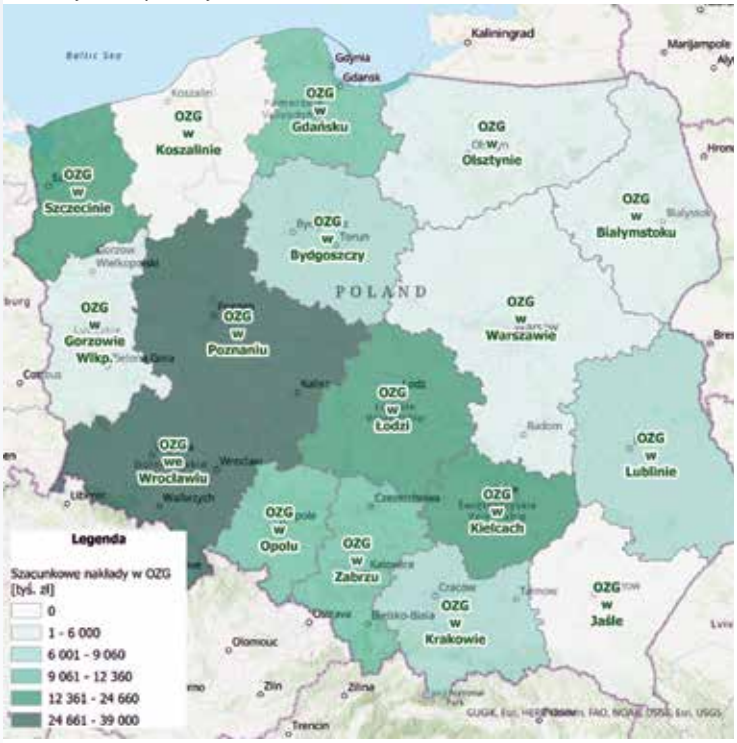
przeprowadzenia, w przypadku najdłuższych odcinków obejmuje aż około 52 miesięcy.

W celu rozwiązania tego problemu i szybszego odbioru biometanu PSG proponuje zastosowanie tzw. wirtualnych gazociągów, czyli transportu biometanu środkami innymi niż sieci i jego zatłoczenie do sieci gazowej PSG. Jest to rozwiązanie tymczasowe, tzn. będzie wykorzystywane do momentu wybudowania tradycyjnego przyłącza.

Biometan spełniający wymogi IRiESD zostanie sprężony do ciśnienia 25–30 MPa i zatłoczony do butli kompozytowych. Butle są połączone w wiązki (grupy) i umieszczone w kontenerze. Kontenery ze sprężonym biometanem transportowane są do stacji redukcyjno-pomiarowej, w której następuje redukcja ciśnienia biometanu do ciśnienia panującego w sieci i następuje jego zatłoczenie do sieci gazowej. Istnieje możliwość magazynowania biometanu zarówno w punkcie odbioru (po sprężeniu biometanu odebranego z biogazowni), jak i w punkcie zatłaczania.

PSG przeprowadziło szczegółowe analizy techniczno-ekonomiczno-prawne i rozważa wdrożenie pilotażowego projektu usługi transportu biometanu środkami innymi niż sieci gazowe, czyli wirtualnymi gazociągami. Wprowadzenie tej nowej usługi wiąże się z nakładami ze strony spółki. Aby przedmiotowe rozwiązanie mogło zostać wdrożone w skali całego kraju, niezbędne są nakłady finansowe w wysokości około 200 mln zł.

Rysunek 8. Zwiększenie chłonności sieci dystrybucyjnej – szacunkowe nakłady na „spinki systemowe"



Zródło: przestrzenna baza danych PSG sp. z o.o.

* * *

Rozwój rynku biometanu w Polsce staje się kluczowym elementem strategii energetycznej, w której odnawialne źródła energii zastępują tradycyjne paliwa kopalne. Mimo ogromnego potencjału surowcowego i technologicznego branża biometanu w Polsce wciąż napotyka liczne wyzwania, takie jak bariery administracyjne, regulacyjne i infrastrukturalne. Niemniej jednak Polska Spółka Gazownictwa jest nie tylko przygotowana technicznie do odbioru biometanu tam, gdzie istnieje już sieć gazowa, ale aktywnie stara się rozwijać tę infrastrukturę w odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie.

W ostatnich latach PSG zdefiniowała kluczowe inwestycje, mające na celu zwiększenie chłonności sieci gazowej, umożliwiając przyłączenie nowych biogazowni i innych źródeł odnawialnych paliw gazowych. Wprowadzenie „wirtualnych gazociągów" stanowi innowacyjne podejście do problemu braku bezpośredniego połączenia z siecią, umożliwiając transport biometanu w miejscach, w których budowa tradycyjnej infrastruktury może być czasochłonna lub nieopłacalna. Aby sprostać ambitnym celom dekarbonizacji, niezbędne będzie nie tylko zwiększenie tempa inwestycji, ale także dalsze wsparcie ze strony państwa i zaangażowanie sektora prywatnego. Tylko wówczas Polska będzie mogła w pełni wykorzystać swój potencjał i odegrać istotną rolę w europejskiej transformacji energetycznej, zwiększając jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność gospodarki.

Departament Transformacji Energetycznej,
Polska Spółka Gazownictwa

[1] *Kierunek Biometan,* Raport Polskiej Organizacji Biometanu, 2023.
[2] EBA *Statistical Report*, 2023, *Tracking biogas and biomethane deployment across Europe.*
[3] 2nd EBA *Investment Outlook on Biomethane*, June 2024.
[4] strategy&, Part of PwC network, Biometan w Polsce, luty 2024.

Dyrektywa NIS2 zmieni podejście do cyberbezpieczeństwa?

Paweł Sukiennik

Dyrektywa NIS2, która powinna zostać wdrożona do polskiego porządku prawnego do 17 października bieżącego roku, wprowadza rewolucyjne zmiany w zakresie cyberbezpieczeństwa dla polskich firm. Przedsiębiorstwa działające w sektorach krytycznych, takich jak energetyka, transport, technologia, zdrowie, spożywczy, gospodarka wodno-ściekowa, muszą dostosować się do nowych wymagań, aby uniknąć surowych kar. Jakie kroki należy podjąć, aby spełnić wymogi NIS2 i zabezpieczyć firmę przed cyberzagrożeniami?

Nowe wyzwania dla przemysłu w erze NIS2

Cyberbezpieczeństwo stało się jednym z najważniejszych priorytetów dla firm działających w branży przemysłowej. Rosnąca liczba ataków hakerskich, zwłaszcza wymierzonych w infrastrukturę krytyczną, sprawia, że konieczne staje się nieustanne podnoszenie poziomu ochrony. W odpowiedzi na te wyzwania Unia Europejska ustanowiła dyrektywę NIS2, która stawia przed przedsiębiorstwami nowe, bardziej rygorystyczne wymagania.

NIS2 jest kontynuacją i rozszerzeniem wcześniejszej dyrektywy NIS, której celem było wzmocnienie ochrony kluczowej infrastruktury w krajach członkowskich UE. Nowe przepisy obejmują szerszy zakres podmiotów, w tym małe i średnie przedsiębiorstwa działające w sektorach krytycznych, oraz wprowadzają surowsze wymagania dotyczące raportowania incydentów bezpieczeństwa. Zmiany te wymuszają na firmach przemyślenie strategii cyberbezpieczeństwa i inwestycje w nowoczesne rozwiązania, które pozwolą sprostać nowym wyzwaniom.

Polska, jako pełnoprawny członek Unii Europejskiej, ma obowiązek implementować przepisy zawarte w unijnych dyrektywach do krajowego porządku prawnego. W związku z tym postanowienia zawarte w dyrektywie NIS2 będą zrealizowane poprzez nowelizację ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (KSC), co pozwoli na wprowadzenie do polskiego prawa wszystkich koniecznych regulacji i mechanizmów, które zapewnią zgodność z europejskimi standardami, a także wzmocnią krajowy system ochrony przed zagrożeniami cybernetycznymi.

Zwiększone wymagania NIS2. Co to oznacza dla firmy?

Dyrektywa NIS2 wprowadza wiele nowych wymagań, które będą miały bezpośredni wpływ na przedsiębiorstwa działające w branży przemysłowej. Przede wszystkim firmy będą musiały spełnić bardziej rygorystyczne standardy bezpieczeństwa, a także wdrożyć odpowiednie środki zapobiegawcze i reakcyjne w przypadku wykrycia incydentów.

W ramach NIS2, przedsiębiorstwa będą musiały:

1) zwiększyć poziom zabezpieczeń infrastruktury IT oraz OT – dyrektywa kładzie duży nacisk na zabezpieczenie nie tylko tradycyjnych systemów IT, ale również systemów operacyjnych (OT), które często stanowią lukę w zabezpieczeniach. Firmy zajmujące się automatyką przemysłową i robotyką muszą teraz szczególnie uważać na te aspekty,
2) wdrożyć procedury zarządzania ryzykiem – NIS2 wymaga, aby przedsiębiorstwa regularnie analizowały ryzyko związane z cyberzagrożeniami i wdrażały odpowiednie mechanizmy kontroli, co oznacza konieczność przeszkolenia personelu oraz korzystania z zaawansowanych narzędzi monitoringu i detekcji zagrożeń,
3) raportować incydenty – nowe przepisy nakładają na firmy obowiązek natychmiastowego raportowania incydentów bezpieczeństwa. Oznacza to, że przedsiębiorstwa muszą posiadać skuteczne procedury reagowania na incydenty, które umożliwią szybkie wykrycie i zgłoszenie problemu odpowiednim organom.

Dyrektywa NIS2 wprowadza również surowe kary za nieprzestrzeganie przepisów, co dodatkowo motywuje firmy do podjęcia natychmiastowych działań.

Jak przygotować firmę na nowe wymogi? Praktyczne rozwiązania

Przygotowanie firmy na wymogi NIS2 wymaga zintegrowanego podejścia do cyberbezpieczeństwa, które obejmuje zarówno działania prewencyjne, jak i reakcyjne. W tym kontekście kluczowe jest posiadanie kompleksowej strategii, która uwzględnia specyfikę działalności firmy oraz specyficzne zagrożenia związane z sektorem przemysłowym.

Jak mówi Paweł Przygodzki, dyrektor ds. rozwoju w firmie Transition Technologies-Control Solutions: – *NIS2 to nie tylko wyzwanie, ale także szansa na podniesienie standardów bezpieczeństwa w przemyśle. Firmy, które odpowiednio przygotują się na nowe wymogi, nie tylko zyskają przewagę konkurencyjną, ale także zwiększą swoją zdolność do adaptacji w dynamicznie zmieniającym się środowisku biznesowym, stając się firmami bardziej odpornymi na cyberzagrożenia i minimalizując ryzyko związane z potencjalnymi atakami. W efekcie przełoży się to na długoterminowy wzrost zaufania klientów i partnerów biznesowych.*

Transition Technologies-Control Solutions specjalizuje się w automatyce przemysłowej, robotyce oraz cyberbezpieczeństwie, zapewnia kompleksowość dostarczanej usługi, a to pozwala na pełne dostosowanie się do wymagań NIS2.

Paweł Sukiennik, kierownik projektów ds. cyberbezpieczeństwa, Transition Technologies-Control Solutions

PGNiG TERMIKA na drodze transformacji

Monika Skołożyńska, Tomasz Kornacki, Wojciech Dorobiński

Plany strategiczne Grupy ORLEN oraz rosnące wymagania legislacyjne wobec wytwórców ciepła wpłynęły na opracowanie nowych kierunków transformacji w PGNiG TERMIKA S.A. Andrzej Gajewski, prezes zarządu PGNiG TERMIKA S.A., spotkał się w tej sprawie z przedstawicielami Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Krzysztofem Bolestą, sekretarzem stanu, i Pawłem Różyckim, zastępcą dyrektora Departamentu Ochrony Powietrza i Negocjacji Klimatycznych. Rozmowa dotyczyła przyjętego w spółce „Planu neutralności klimatycznej", wyznaczającego ścieżkę transformacji aktywów wytwórczych PGNiG TERMIKA S.A. w kierunku dekarbonizacji działalności oraz osiągnięcia pełnej neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 roku.

– *Najistotniejszym elementem planu jest modernizacja Ec Siekierki, naszego największego zakładu. Do 2035 roku będziemy zwiększać zużycie gazu ziemnego, który jako paliwo przejściowe ma docelowo stanowić prawie dwie trzecie wszystkich wykorzystywanych paliw* – powiedział prezes PGNiG TERMIKA S.A.

Obecnie moc cieplna Ec Siekierki to 2078 MW, a elektryczna 622 MW, a istniejące aktywa wytwórcze w zdecydowanej większości oparte są nadal na węglu kamiennym. W ramach przyjętego w organizacji planu rozwoju dla zakładu zaplanowano budowę bloku gazowo-parowego wraz z kotłownią gazową szczytowo-rezerwową, kotłowni elektrodowej oraz wielkoskalowych pomp ciepła, wykorzystujących ciepło odpadowe z procesów technologicznych i ciepło odnawialne ze ścieków komunalnych. – *Realizacja planu pozwoli na odejście od spalania węgla do 2035 roku* – dodał prezes Gajewski.

Przedstawiciele ministerstwa mieli okazję zapoznać się z efektami działania bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań, będącego flagową – z punktu widzenia transformacji energetycznej – inwestycją TERMIKI. Jednostka została uruchomiona pod koniec 2021 roku, ma moc 326 MWt, 496 MWe i spala rocznie około 550 mln m^3 gazu ziemnego. To dzięki niej oraz towarzyszącym jej kotłowniom gazowym mogło nastąpić wyłączenie najstarszych dziewięciu kotłów węglowych w Ec Żerań. Pozostawiono tam jedynie 2 kotły fluidalne.

Pompy ciepła, budujące portfel bezemisyjnych jednostek wytwórczych, podobnie jak w Ec Siekierki mają być zainstalowane także w Ec Żerań. Transformacja Ec Pruszków obejmie m.in. zabudowę silników gazowych, pomp ciepła, kotłowni biomasowej oraz kotła elektrodowego.

– *Szczytowe źródła ciepła dla Warszawy, czyli ciepłownie Kawęczyn i Wola, do 2030 roku będą pracować z wykorzystaniem paliwa gazowego i olejowego. Realizowane inwestycje w ciepłowni Kawęczyn pozwolą zastąpić węgiel kamienny gazem ziemnym i olejem lekkim* – potwierdza prezes TERMIKI. – *Jest to docelowe rozwiązanie, które w razie potrzeby zwiększenia ilości gazów neutralnych klimatycznie umożliwia zastąpienie paliw kopalnych biometanem lub bioolejem. Dla ciepłowni Wola rozważana jest zamiana oleju lekkiego na gaz ziemny oraz stosowanie bioolejeu.*



Andrzej Gajewski, prezes zarządu PGNiG TERMIKA S.A.

Pomiędzy 2030 a 2040 rokiem planowane jest sukcesywne zwiększanie produkcji ciepła z wykorzystaniem wielkoskalowych pomp ciepła, wykorzystujących ciepło odpadowe z procesów technologicznych i ciepło odnawialne ze ścieków komunalnych. Następuje też dalszy rozwój układów kondensacji spalin wraz z pompami ciepła na jednostkach gazowych. Ponadto, planowane jest zwiększenie zużycia biomasy. Po 2040 roku zakłada



Blok gazowo-parowy, podobny do pracującego na Żeraniu, ma zastąpić w EC Siekierki stare kotły węglowe.



Budowa nowej kotłowni gazowo-olejowej w Ciepłowni Kawęczyn dobiega końca.

się zwiększenie wykorzystywania w PGNiG TERMIKA strumienia biopaliw.

Realizując zakładane inwestycje rozwojowe, spółka planuje do 2030 roku zmniejszenie intensywności emisji produkowanego ciepła i energii elektrycznej (CO_2/kWh) o minimum 1/3 w stosunku do 2019 roku, zaś w perspektywie 2050 roku osiągnięcie pełnej neutralności klimatycznej.

Podczas spotkania z przedstawicielami Ministerstwa Klimatu i Środowiska prezes zarządu PGNiG TERMIKA zwrócił uwagę na to, iż planowana transformacja energetyczna wymaga ogromnych inwestycji skumulowanych w krótkim okresie. Do 2030 roku nakłady na inwestycje mogą wynieść 9 mld złotych. – *Ważne jest ścisłe współdziałanie z wytwórcami energii wszystkich interesariuszy procesu, w tym zwłaszcza administracji rządowej i samorządowej, przede wszystkim w zakresie uzyskiwania odpowiednich zgód* – podsumował Andrzej Gajewski. – *Przed sektorem ciepłowniczym stoją także wyzwania regulacyjne. W ramach prac Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych chcemy też wspólnie z innymi uczestnikami rynku ciepłowniczego wypracować i zaproponować administracji takie zmiany regulacyjne i przepisy prawne, aby przyniosło to wymierne efekty dla wytwórców i odbiorców ciepła w Polsce*.

Monika Skołożyńska, główny specjalista ds. komunikacji, Zespół ds. Komunikacji Korporacyjnej, Biuro Komunikacji PGNiG TERMIKA S.A.
Wojciech Dorobiński, główny specjalista ds. komunikacji, Zespół ds. Komunikacji Korporacyjnej, Biuro Komunikacji PGNiG TERMIKA S.A.
Tomasz Kornacki, specjalista ds. strategii i analiz, Wydział Strategii i Analiz, PGNiG TERMIKA S.A.

Procedura zgłaszania naruszeń w firmie

Agnieszka Fulara-Jaroszyńska

14 czerwca 2024 roku została uchwalona ustawa o ochronie sygnalistów (Dz.U.2024.928), będąca implementacją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (EU) 2019/1937 z 23 października 2019 roku w sprawie ochrony osób zgłaszających naruszenia prawa UE. Ustawa ta nakazuje podmiotom, na rzecz których wykonuje pracę zarobkową co najmniej 50 osób, wprowadzenie wewnętrznej procedury dokonywania zgłoszeń naruszeń prawa i podejmowania działań następczych.

Obowiązek wprowadzenia procedury zgłaszania naruszeń

Podmiotami prawnymi zobowiązanymi do wprowadzenia procedury będą najczęściej pracodawcy, niezależnie od formy prawnej, w jakiej funkcjonują (np. spółki prawa handlowego, przedsiębiorstwa państwowe, jednoosobowe działalności gospodarcze itp.). Mogą to być także podmioty, które nie zatrudniają pracowników, lecz korzystają z pracy osób zatrudnionych na innej podstawie.

W celu ustalenia, który podmiot jest zobowiązany do prowadzenia takiej procedury należy ustalić liczbę osób wykonujących dla niego pracę według stanu na 1 stycznia lub 1 lipca danego roku. Należy przy tym zwrócić uwagę, że do tej liczby brane są pod uwagę nie tylko osoby będące pracownikami, lecz również osoby wykonujące pracę na podstawie umów cywilnoprawnych, np. zlecenia, agencyjnej czy B2B.

> Procedura zgłoszeń wewnętrznych powinna przede wszystkim wskazywać, do kogo sygnalista może przekazać swoje zgłoszenie. Zgodnie z ustawą może to być jednostka organizacyjna (np. departament, dział, komórka) lub osoba (np. *Compliance oficer*, dyrektor Departamentu Controlingu).

Podmioty zobowiązane do wprowadzenia zapisów ustawy powinny treść procedury skonsultować z przedstawicielami pracowników. W podmiotach, które objęte są działalnością organizacji związkowych, to właśnie z nimi należy skonsultować treść procedury. Natomiast w podmiotach, w których nie ma związków zawodowych, procedurę należy skonsultować z przedstawicielami osób świadczących pracę na rzecz podmiotu prawnego, wyłonionymi w trybie przyjętym w danym podmiocie. Konsultacje powinny trwać nie mniej niż 5 dni i nie więcej niż 10 dni. Należy przy tym podkreślić, że konsultacja ze związkami lub przedstawicielami zatrudnionych polega jedynie na wymianie poglądów i przedstawieniu opinii na temat proponowanej procedury. Związki zawodowe nie mogą swoim negatywnym stanowiskiem zablokować wprowadzenia procedury.

Procedura wchodzi w życie po 7 dniach od jej ogłoszenia. Powinna obowiązywać od 25 września 2024 roku.

Treść procedury zgłaszania naruszeń

Ustawa o ochronie sygnalistów precyzuje, jakie postanowienia powinny znaleźć się w treści procedury zgłoszeń wewnętrznych. Procedura powinna określać:

1) wewnętrzną jednostkę organizacyjną lub osobę w ramach struktury organizacyjnej, lub podmiot zewnętrzny, upoważnione do przyjmowania zgłoszeń wewnętrznych,
2) sposoby przekazywania zgłoszeń wewnętrznych przez bezstronną wewnętrzną jednostkę organizacyjną lub osobę w ramach struktury organizacyjnej, upoważnione do podejmowania działań następczych, włączając w to weryfikację zgłoszenia wewnętrznego i dalszą komunikację z sygnalistą, w tym występowanie o dodatkowe informacje i przekazywanie sygnaliście informacji zwrotnej,
3) tryb postępowania z informacjami o naruszeniach prawa zgłoszonymi anonimowo,
4) obowiązek potwierdzenia sygnaliście przyjęcia zgłoszenia wewnętrznego w terminie 7 dni od dnia jego otrzymania, chyba że sygnalista nie podał adresu do kontaktu, na który należy przekazać potwierdzenie,
5) obowiązek podjęcia, z zachowaniem należytej staranności, działań następczych przez wewnętrzną jednostkę organizacyjną lub osoby upoważnione do podejmowania działań następczych,
6) maksymalny termin na przekazanie sygnaliście informacji zwrotnej, nieprzekraczający 3 miesięcy od dnia potwierdzenia przyjęcia zgłoszenia wewnętrznego,
7) zrozumiałe i łatwo dostępne informacje na temat dokonywania zgłoszeń zewnętrznych do Rzecznika Praw Obywa-

telskich albo organów publicznych oraz – w stosownych przypadkach – do instytucji, organów lub jednostek organizacyjnych Unii Europejskiej.

Procedura zgłoszeń wewnętrznych powinna przede wszystkim wskazywać, do kogo sygnalista może przekazać swoje zgłoszenie. Zgodnie z ustawą może to być jednostka organizacyjna (np. departament, dział, komórka) lub osoba (np. *Compliance oficer*, dyrektor Departamentu Controlingu). Sygnalista może więc przekazać swoje zgłoszenie do wskazanej w procedurze jednostki lub osoby, które mają obowiązek w czasie 7 dni potwierdzić otrzymanie jego zgłoszenia.

Sygnalista może przekazać swoje zgłoszenie w sposób określony w procedurze. Ustawa o ochronie sygnalistów wskazuje, że należy zapewnić sygnaliście możliwość zgłoszenia ustnie albo pisemnie. Zastrzec przy tym należy, że zgłoszenie ustne polega na zapewnieniu sygnaliście możliwości jego przekazania na wskazany numer telefoniczny lub za pośrednictwem innych środków komunikacji elektronicznej (np. komunikatorów internetowych czy dedykowanych platform elektronicznych).

Zgłoszenie pisemne może zostać zapewnione poprzez wskazanie adresu pocztowego, pod który sygnalista będzie mógł przesłać zgłoszenie lub wskazanie adresu mailowego. Możliwe jest także zapewnienie specjalnych skrzynek, np. w siedzibie firmy, do których sygnalista może wrzucić pisemne zgłoszenie.

Niezależnie od wskazanych powyżej sposobów, w jakich sygnalista może przekazać zgłoszenie, podmiot prawny, na wniosek sygnalisty, powinien zorganizować bezpośrednie spotkanie, na którym sygnalista będzie mógł przekazać swoje zgłoszenie.

Ważne, aby niezależnie od tego, czy sygnalista dokonuje zgłoszenia anonimowo czy podając swoje dane, do jego zgłoszenia miały dostęp wyłącznie osoby upoważnione. Podmiot prawny ma obowiązek chronić tożsamość sygnalisty.

Procedura zgłoszeń wewnętrznych powinna także wskazywać bezstronną wewnętrzną jednostkę lub osobę, która będzie podejmowała działania następcze w związku z otrzymanym zgłoszeniem sygnalisty. Może to być ta sama jednostka lub osoba upoważniona do przyjmowania zgłoszeń sygnalistów, ale mogą to być inne osoby lub jednostki. Ustawa, w odróżnieniu od przyjmowania zgłoszeń, nie przewiduje możliwości powierzenia działań następczych podmiotowi zewnętrznemu. Wyznaczone jednostki lub osoby do podejmowania działań następczych mają obowiązek podejmować je z zachowaniem należytej staranności, a ten obowiązek powinien wynikać wprost z treści procedury. Wykluczone są więc działania pozorne. Wyznaczone jednostki lub osoby muszą podejmować realne działania mające na celu wyjaśnienie sprawy. Dodatkowo, są one zobowiązane, aby w terminie nie dłuższym niż 3 miesiące przekazać sygnaliście informację zwrotną, tj. informację na temat planowanych lub podjętych działań i powodów takich działań.

Obowiązek poinformowania sygnalisty o przyjęciu zgłoszenia oraz przekazania mu informacji zwrotnej nie zachodzi, gdy sygnalista nie poda adresu do kontaktu.

W ramach procedury zgłoszeń wewnętrznych podmiot prawny, w którym ta procedura obowiązuje, może zdecydować, czy będzie przyjmować zgłoszenia anonimowe. Nie ma takiego obowiązku i podmiot prawny może zdecydować, że przyjmować będzie wyłącznie zgłoszenia od sygnalistów, którzy ujawnią swoją tożsamość. Jeżeli jednak zdecyduje się przyjmować zgłoszenia anonimowe, powinien w procedurze określić tryb postępowania ze zgłoszeniami anonimowymi. Istotne jest, że gdy sygnalista – zgodnie z procedurą – dokona zgłoszenia anonimowego, podmiotowi prawnemu nie wolno podejmować działań w celu poznania tożsamości sygnalisty. Sygnalista może natomiast sam zdecydować o ujawnieniu swojej tożsamości.

Oprócz możliwości dokonania zgłoszenia w ramach wewnętrznej procedury sygnalista ma także możliwość dokonania zgłoszenia zewnętrznego. Zgodnie z ustawą, sygnalista ma prawo dokonać zgłoszenia także do Rzecznika Praw Obywatelskich oraz do organów publicznych. Zarówno Rzecznik Praw Obywatelskich, jak i organy publiczne także będą zobowiązane do wprowadzenia procedur przyjmowania zgłoszeń zewnętrznych. Przy czym organy te mają obowiązek wprowadzenia ww. procedur w innym terminie niż podmioty prawne, tj. do 25 grudnia 2024 roku.

Ważne, aby niezależnie od tego, czy sygnalista dokonuje zgłoszenia anonimowo czy podając swoje dane, do jego zgłoszenia miały dostęp wyłącznie osoby upoważnione.

Informacja o możliwości dokonania zgłoszenia zewnętrznego powinna znaleźć się także w procedurze zgłoszeń wewnętrznych, obowiązującej u każdego pracodawcy zobowiązanego do jej wprowadzenia. Sygnalista ma prawo dokonać zgłoszenia naruszenia prawa do wybranego przez siebie podmiotu lub organu. Może także dokonać zgłoszenia zarówno w ramach procedury zgłoszeń wewnętrznych, jak i zgłoszenia zewnętrznego do Rzecznika Praw Obywatelskich lub innego organu.

Sankcje za niewdrożenie procedury zgłoszeń wewnętrznych

Zgodnie z ustawą o ochronie sygnalistów, podmioty prawne mają obowiązek wprowadzenia procedury zgłoszeń wewnętrznych do 25 września 2024 roku. Niezrealizowanie tego obowiązku jest naruszeniem przepisów ustawy, która uznaje takie zachowanie za wykroczenie. Osobami odpowiedzialnymi za realizację tego obowiązku najczęściej są członkowie zarządów spółek prawa handlowego. Mogą oni zostać ukarani za to wykroczenie grzywną do 5000 zł. Taką samą sankcją zagrożone jest ustanowienie procedury z istotnym naruszeniem wymogów ustawy. Zagrożone grzywną może więc być ustanowienie procedury, która nie będzie zawierała wszystkich istotnych postanowień, o których wspomniałam powyżej albo zostanie wprowadzona z naruszeniem procedury, np. bez konsultacji z organizacjami związkowymi lub przedstawicielstwem osób wykonujących pracę.

Agnieszka Fulara-Jaroszyńska, dyrektor Pionu Zarządzania Zasobami Ludzkimi, EuRoPol GAZ s.a.

Innowacyjne rozwiązania redukcji i ograniczenia hałasu w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu Kosakowo

Kamil Podolak

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo (KPMG Kosakowo) jest jednym z dwóch magazynów typu kawernowego, które są eksploatowane przez Gas Storage Poland sp. z o.o. w ramach pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania. W zakresie swojej działalności KPMG Kosakowo realizuje podziemne magazynowanie gazu ziemnego, polegające na prowadzeniu dwóch procesów technologicznych: zatłaczania gazu do kawern magazynowych i odbioru gazu z magazynu do systemu przesyłowego.



Agregaty sprężające, widok ogólny po zakończonym II etapie modernizacji mającej na celu ograniczenie hałasu emitowanego do środowiska.

Prowadzenie procesu zatłaczania gazu do kawern solnych związane jest z pracą urządzeń sprężających. Gwałtowna urbanizacja terenów gminy Kosakowo spowodowała przybliżenie się siedlisk mieszkalnych do terenów przemysłowych gminy, na których m.in. zlokalizowany jest KPMG Kosakowo. ORLEN S.A. i Gas Storage Poland, mając na względzie znaczenie dobrych relacji ze społecznością lokalną gminy Kosakowo, podjęły działania zmierzające do redukcji emisji hałasu i poprawy klimatu akustycznego dla mieszkańców gminy, którzy w ostatnich latach osiedlają się w pobliżu instalacji napowierzchniowej KPMG Kosakowo.

Rysunek 1. Mapa hałasu w obszarze oddziaływania KPMG Kosakowo



W celu zidentyfikowania charakteru problemu hałasu spółka GSP zleciła wykonanie opracowania pt. „Analiza wibroakustyczna KPMG Kosakowo". Zrealizowane prace obejmowały także opracowanie modelu i mapy rozprzestrzeniania się hałasu (rysunek 1) w sąsiedztwie KPMG Kosakowo. W centralnej części mapy zlokalizowany jest ośrodek napowierzchniowy KPMG, wokół którego wyrysowano izolinie wyznaczające obszary charakteryzujące się poszczególnym poziomem hałasu w środowisku.

W celu osiągnięcia jak najlepszych efektów pod względem techniczno-ekonomicznym zdecydowano się realizować projekt w trybie „kroczącym", z założeniem podziału na dwa następujące po sobie etapy.

I. Wyciszenie głównych emitorów hałasu, wykonanie badań i pomiarów hałasu oraz analizy akustycznej (w tym niskoczęstotliwościowej), identyfikacja dodatkowych (zamaskowanych emitorów hałasu) – zakończony w lipcu 2022 roku (etap I projektu został szczegółowo opisany w „Przeglądzie Gazowniczym" nr 1/2023).
II. Wyciszenie dodatkowych emitorów hałasu, wykonanie badań i pomiarów hałasu oraz analizy akustycznej (podsumowanie projektu) – zakończony w styczniu 2024 roku.

II etap projektu – zrealizowany

Kolejny etap projektu obejmował prace, które zostały zrealizowane w okresie od lutego 2023 roku do stycznia 2024 roku (11 miesięcy). Zakres prac określono w wyniku przeprowadzonych badań i analiz w I etapie, w którym wybrane emitory dodatkowe zostały zakwalifikowane jako wysokoemisyjne źródła hałasu niskoczęstotliwościowego.

Wdrożono rozwiązania ograniczające emisję akustyczną dla dodatkowych emitorów hałasu – kominy wydechowe spalin z turbodoładowanych silników gazowych, wraz płaszczami kominów i zaworami upustowymi.

Z uwagi na szczególny charakter źródła wymagane było obniżenie poziomu emitowanego dźwięku o minimum 14,0 dB/A

w ściśle określonych pasmach częstotliwości, tj. 63 oraz 125 Hz, zgodnie z przeprowadzonymi założeniami projektowymi.

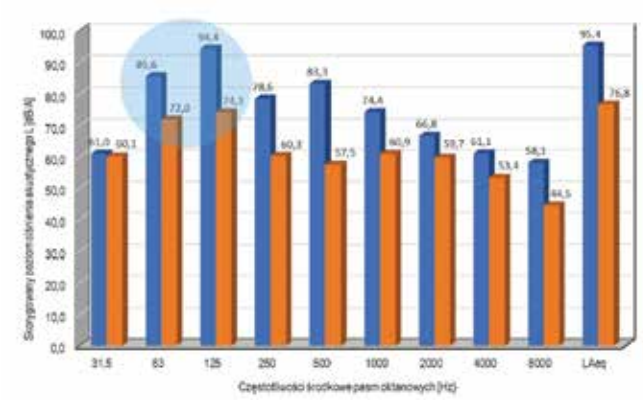
Po zakończeniu prac montażowych zrealizowano akredytowane badania hałasu, na podstawie których określono osiągnięte poziomy redukcji emisji akustycznej dla dodatkowych emitorów hałasu (tabela), oraz sporządzono analizę akustyczną.

Osiągnięte poziomy redukcji dla dodatkowych emitorów hałasu

Emitory hałasu	Poziom hałasu [dB/A]		
	Przed	Po	Zysk
Tłumiki główne na kominach spalinowych silników gazowych	96	77	19
Tłumiki dodatkowe na zaworach upustowych spalin	82	67	15
Zabudowa dźwiękochłonna kominów spalinowych	79	64	15

Analiza akustyczna pozwoliła na uzyskanie danych porównawczych osiągniętego poziomu redukcji dla poszczególnych pasm częstotliwości, w tym dla 63 i 125 Hz, gdzie dla tłumika głównego (wszechkierunkowego źródła hałasu niskoczęstotliwościowego) uzyskano dużo większy poziom redukcji niż wymagany, tj. 19 dB/A zamiast 14 dB/A. Charakterystykę emisji akustycznej dla tłumika wydechu przedstawiono na rysunku 2.

Rysunek 2. Charakterystyka emisji akustycznej ze źródła niskoczęstotliwościowego przed i po – kominy wylotowe spalin



Instalacja tłumików na kominach wydechowych została zakończona realizacją ruchów próbnych, ze szczególnym prowadzeniem monitoringu parametrów i stabilności pracy. Wdrożone rozwiązania nie wpłynęły w żaden sposób na charakterystykę pracy maszyn.

Elementem II etapu projektu było także przeprowadzenie akredytowanych badań hałasu w środowisku przez wyspecjalizowane laboratorium pomiarowe. Pomiary zrealizowano w punktach, które zostały określone na podstawie MPZP gminy Kosakowo i wyznaczone na granicach najbliższych terenów mieszkalnych (rysunek 3). W trakcie trwania projektu badania akredytowane przeprowadzono kilkakrotnie w tych samych punktach pomiarowych, co pozwoliło na szczegółowe monitorowanie postępów i uzyskanie miarodajnych wyników porównawczych dla wprowadzanych rozwiązań technicznych.

Uzyskane wyniki potwierdziły dotrzymanie wartości dopuszczalnych poziomu hałasu w środowisku dla wszystkich punktów

Rysunek 3. Mapa lokalizacyjna zakładu oraz punktów pomiarowych



pomiarowych zlokalizowanych wokół terenu KPMG Kosakowo, zarówno w porze dnia, jak i nocy, podczas pracy trzech agregatów sprężających jednocześnie z pełną wydajnością.

* * *

- Uzyskane wyniki badań akredytowanych oraz sporządzona analiza akustyczna potwierdziły skuteczność zastosowanych rozwiązań technicznych i brak wpływu instalacji napowierzchniowej KPMG Kosakowo na klimat akustyczny gminy Kosakowo w obszarach mieszkalnych zgodnie z obowiązującym MPZP.
- Oceny dokonano zarówno w porze dnia, jak i nocy, podczas pracy magazynu w trybie zatłaczania z pełną wydajnością urządzeń sprężających. Uzyskane wyniki pomiarów jednoznacznie wskazały, że poziom emisji akustycznej pochodzącej z instalacji napowierzchniowej KPMG Kosakowo jest pomijalny (jego wartość jest tożsama z poziomem tła akustycznego), co przekłada się na brak przekroczeń wartości dopuszczalnych hałasu.
- Etapowa realizacja zadania zagwarantowała najlepsze możliwe do osiągnięcia efekty redukcji hałasu, przy zoptymalizowanych całkowitych nakładach inwestycyjnych.
- Projekt wpisał się w strategię prośrodowiskową Gas Storage Poland, w której wysokie standardy działania organizacji przekładają się również na dbałość o społeczność lokalną i środowisko naturalne.
- Realizując przedmiotową inwestycję, zarówno Gas Storage Poland, jak i właściciel instalacji – ORLEN S.A. – regularnie komunikowali się z przedstawicielami lokalnego samorządu terytorialnego, informując o bieżącym stanie realizacji projektu i jego postępach.
- Przeprowadzony proces inwestycyjny był złożony i wymagał czasu z uwagi na specyfikę stosowanych rozwiązań – „szytych na miarę".
- Prace obiektowe na terenie KPMG Kosakowo były prowadzone bez zatrzymania instalacji technologicznej – w ruchu Zakładu Górniczego, co było możliwe dzięki posiadanym przez Gas Storage Poland kompetencjom i wysoko wykwalifikowanej kadrze technicznej.
- Mieszkańcy gminy Kosakowo odczuli znaczącą poprawę klimatu akustycznego w wyniku zakończenia inwestycji, która stanowiła działania prospołeczne i prośrodowiskowe, podjęte przez ORLEN S.A. i Gas Storage Poland.

Kamil Podolak, Gas Storage Poland, Departament Geologii i Utrzymania Ruchu

Zachłyśnięci H_2 – urealnienie oczekiwań wodorowych potrzebne od zaraz

Adam Juszczak

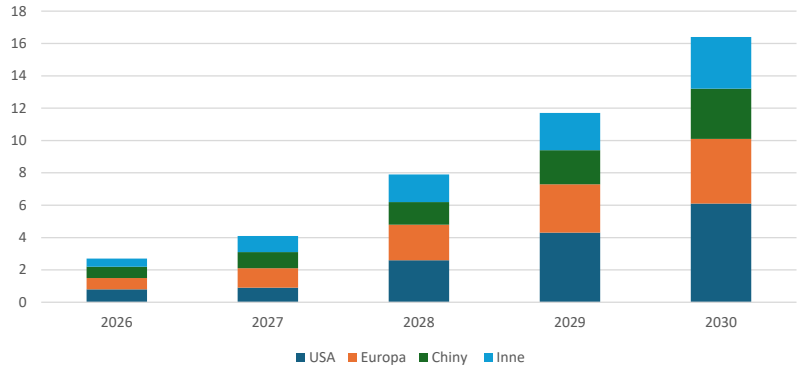
W ostatnich latach niskoemisyjny wodór stał się świętym Graalem energetyki. Czy jednak przejście od „szampana transformacji energetycznej" do oczekiwania, że niebawem stanie się powszechny jak woda jest zasadne?

W połowie lipca bieżącego roku Europejski Trybunał Obrachunkowy (ETO) wydał raport oceniający unijne cele dotyczące gospodarki wodorowej, opisane w REPowerEU[1]. Według autorów raportu, ambicje Komisji Europejskiej są zbyt optymistyczne i nie są skoordynowane z planami poszczególnych gospodarek Unii Europejskiej. Na 27 krajów UE tylko 18 ma strategię wodorową. Jedynie w 13 z tych strategii opisane są plany dotyczące elektrolizerów, a ich łączna moc to od 34 do 39 GW. Jeśli uwzględnić także krajowe plany na rzecz energii i klimatu, łączna moc – według zapowiedzi 16 unijnych państw – może wynieść 46–50 GW. Tymczasem realne zapotrzebowanie na moc elektrolizerów, odpowiadającą produkcji 10 Mt wodoru rocznie, sięga nawet 140 GW.

Zapomniany import może się zemścić

Zastrzeżeń ze strony Europejskiego Trybunału Obrachunkowego jest więcej. Audytorzy wskazują między innymi, że jakiekolwiek zapisy dotyczące importu wodoru w swojej strategii ma obecnie tylko jeden kraj UE – Niemcy. Potrzebna jest dogłębna analiza możliwych kierunków importu niskoemisyjnego wodoru, wraz z oceną potencjalnych barier. Według Oksfordzkiego Instytutu Studiów Energetycznych (OIES), prawdopodobnymi kierunkami importu wodoru do UE w przyszłości są natomiast Maroko, Chile i Australia[2].

Wykres 1. Maksymalne moce elektrolizerów, zapowiadane w strategiach wodorowych krajów UE-27 na 2030 rok [GW]



Źródło: opracowanie PIE na podstawie raportu ETO.

- Maroko położone jest najbliżej granic UE, co przełoży się na niższy koszt dostaw wodoru w porównaniu z innymi kierunkami. Jednak mimo opublikowania strategii wodorowej w 2021 roku, żaden z zapowiadanych projektów wodorowych do 2024 roku nie uzyskał ostatecznych decyzji inwestycyjnych. Maroko zmaga się także z bardzo wysokim wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, który przewyższa przyrost mocy zainstalowanych (w tym OZE) i zmusza kraj do polegania m.in. na imporcie energii elektrycznej z Hiszpanii.
- Import wodoru z Chile, ze względu na odległość, będzie wiązać się z wyższymi kosztami transportu. Może to być jednak zrównoważone niskimi kosztami produkcji niskoemisyjnego wodoru – już w 2023 roku 61 proc. produkowanej w Chile energii elektrycznej pochodziło ze źródeł niskoemisyjnych[3]. Obecnie Chile ściśle współpracuje z Unią Europejską nad rozwojem swoich projektów zielonego[4] wodoru i jest jedynym z trzech krajów, który ogłosił konkretne umowy dotyczące odbioru tego surowca przez europejskich nabywców. Duże znaczenie ma też posiadanie przez Chile wielu portów mających dobre połączenie z resztą kraju.
- Australia ma dobre warunki do produkcji wodoru i najwięcej z trzech państw zapowiedzianych i realizowanych projektów. Wliczając w to podpisane z Niemcami memorandum, potencjał importu do UE po 2030 roku może wynosić nawet 5,1 Mt. Przeszkodą może być jednak wyższa niż w poprzednich przypadkach cena, co wynika z kosztów transportu i – potencjalnie wyższego niż w innych krajach CAPEX – inwestycji.

Niekonsekwencja unijnych dokumentów

Brakuje konsekwentnego podejścia do produkcji i importu wodoru, co widać w znaczących różnicach między kolejnymi dokumentami Komisji Europejskiej – w REPowerEU jest informacja o imporcie 10 Mt wodoru, jednak w dokumentach implementacyjnych czytamy już o imporcie 6 Mt odnawialnego wodoru i 4 Mt amoniaku (co odpowiadałoby jedynie 0,6 Mt wodoru)[5]. Podobne rozbieżności między dokumentami widoczne są także w przypadku wcześniej wspomnianej produkcji wodoru

– w zależności od dokumentu KE szacowała moc elektrolizerów potrzebnych do produkcji 10 Mt wodoru od 65[6] do wspomnianych wcześniej 140 GW mocy[7].

Wątpliwości audytorów ETO budzi także podana wysokość popytu na wodór odnawialny. Według zebranych szacunków, to od 4 (Międzynarodowa Agencja Energii) do maksymalnie 10,5 Mt (S&P). Nie są to jedyne zastrzeżenia – wśród pozostałych znaleźć można:

- brak celów dotyczących ceny wodoru (dla porównania: USA jako cel wyznaczyło 1 USD/kg do 2031 roku),
- niższy stopień zaawansowania prac legislacyjnych dla innych metod produkcji niskoemisyjnego wodoru niż zielony wodór ze źródeł odnawialnych,
- niedoszacowanie potrzebnego publicznego wsparcia finansowego dla inwestycji wodorowych.

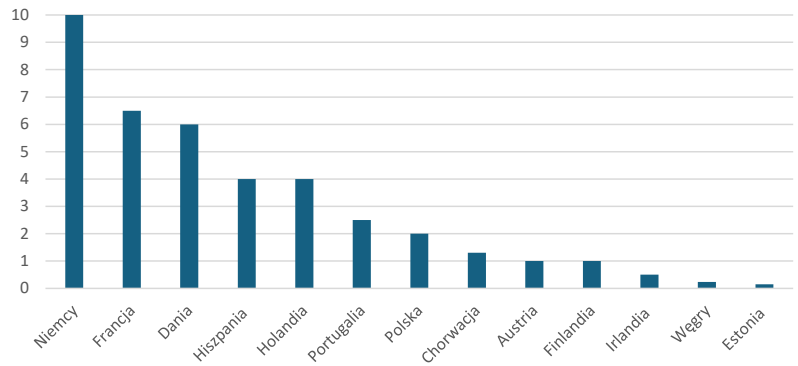
Unijna gospodarka wodorowa jest elementem większych problemów z realizacją celów OZE – według prognoz KE udział OZE w 2030 roku w końcowej produkcji energii brutto wyniesie 38,6–39,3%, czyli o 3–4 pkt. proc. mniej niż zakładane 42,5% w *Fit for 55*[8]. W podobnym tonie wypowiadali się eksperci z 23 krajów UE w badaniu *foresight*, przeprowadzonym w 2023 roku przez Polski Instytut Ekonomiczny – aż 56% z nich uznało, że cel ten nie zostanie osiągnięty[9]. Wynika to między innymi ze zbyt niskich inwestycji w sektor energetyki wiatrowej. Aby zrealizować cele OZE do 2030 roku, powinniśmy budować 37 GW elektrowni wiatrowych rocznie, podczas gdy w 2023 roku wybudowaliśmy ich w UE 17 GW[10].

Nie tylko UE – rewizje prognoz wodorowych to już powoli *mainstream*

Zbyt optymistyczne prognozy dotyczące przyszłości gospodarki wodorowej dotyczą nie tylko Unii Europejskiej. Według prognoz Bloomberga, w 2030 roku globalna gospodarka będzie w stanie wyprodukować ponad 16,4 mln ton niskoemisyjnego wodoru (w tym 9,8 mln ton zielonego), czyli trzykrotnie mniej niż globalna suma zapowiedzi wszystkich rządów. Mimo wyraźnie wyższego wsparcia zielonego wodoru, istotną rolę odegra niebieski wodór, czyli produkowany z paliw kopalnych, ale z metodami wychwytu i składowania CO_2. Na prognozowane 95 GW elektrolizerów w 2030 roku jedynie 40% ma zabezpieczone finansowanie lub jest na zaawansowanym etapie planowania, podczas gdy dla projektów związanych z niebieskim wodorem – 60%[11].

Swoje prognozy rewiduje też Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE). Według nowych szacunków, na świecie w latach 2022–2028 ma powstać 45 GW OZE dedykowanych do produkcji wodoru – o 35% mniej niż w prognozach MAE sprzed roku. Według MAE, obecnie po nawet 100-procentowej realizacji zapowiedzianych projektów, będzie można w 2030 roku wyprodukować najwyżej 38 mln ton niskoemisyjnego wodoru – o 45% mniej niż wynikałoby to ze scenariusza dążenia do zerowych emisji w 2050 roku[12]. Rewizji uległ także scenariusz „Net-zero" na 2050 rok, w którym zapotrzebowanie na niskoemisyjny wodór obniżono o 100 mln ton – z 520[13] do 420 mln ton[14]. Niskoemisyjny wodór ma duży potencjał do stania się istotnym wsparciem procesu dekarbonizacji w przyszłości, zwłaszcza w przypadku sektorów, których nie uda się łatwo zelektryfikować. Nie ulega więc wątpliwości, że wsparcie wdrożeniowych badań naukowych i działań o charakterze rozwojowym dla wykorzystania wodoru w nowych obszarach powinno być priorytetem w działaniach na poziomie UE, a także w przypadku aktualizacji Polskiej Strategii Wodorowej[15]. Podobnie jednak jak do niedawna było z małymi modułowymi reaktorami jądrowymi, SMR zdecydowanie za łatwo stał się obiektem bardzo optymistycznego, by nie rzec życzeniowego myślenia. Tak jak w przypadku SMR, ignorujemy ryzyko niepewności związanej z ostatecznymi kosztami energii, produkowanymi z wykorzystaniem technologii (według części przewidywań nawet w 2050 roku niskoemisyjny wodór może być nadal droższy niż obecnie gaz ziemny i znacznie droższy niż oczekiwane 0,5–1 USD/kg[16,17]). Obecnie potrzeba urealnienia dyskusji o wodorze i aktualizacji założeń strategii, tak aby cele były ambitne, ale realne. I do tego – w 100% słusznie – nawołuje we wnioskach swojego raportu Europejski Trybunał Obrachunkowy.

Wykres 2. Prognozowana roczna produkcja wodoru niskoemisyjnego na świecie według Bloomberg [w mln ton]



Źródło: opracowanie PIE na podstawie danych_Bloomberg.

Dr Adam Juszczak, Polski Instytut Ekonomiczny

[1] Special report 11/2024: *The EU's industrial policy on renewable hydrogen* (europa.eu).
[2] https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/04/ET32-Green-Hydrogen-Imports-into-Europe-An-Assessment-of-Potential-Sources.pdf
[3] https://ourworldindata.org/energy/country/chile
[4] Wodór wytwarzany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii elektrycznej pozyskanej z odnawialnych źródeł energii.
[5] eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230
[6] eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230
[7] DocsRoom – European Commission (europa.eu).
[8] eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023DC0796
[9] https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2024/03/Wyzwania-Fit-for-55.pdf
[10] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_5185
[11] https://about.bnef.com/blog/hydrogen-supply-outlook-2024-a-reality-check/
[12] https://www.reuters.com/business/energy/iea-lowers-renewables-forecast-clean-hydrogen-2024-02-01/
[13] https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
[14] https://www.iea.org/reports/hydrogen-2156
[15] https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2024/01/PP-5-2023_wodor.pdf
[16] https://pulaski.pl/en/pulaski-policy-paper-europes-hydrogen-strategy-failure-negligible-chances-for-extensive-production-of-cost-effective-green-hydrogen-in-europe-piotr-przybylo-2/https://www.hydrogeninsight.com/production/switch-to-green-hydrogen-will-lead-to-significantly-higher-energy-prices-in-2050-than-today-analyst/2-1-1426500
[17] https://sustainability.crugroup.com/article/energy-from-green-hydrogen-will-be-expensive-even-in-2050

Inżynierowie przyszłości pilnie poszukiwani!

Anna Mietlarek-Kropidłowska

Pierwsze prace badawcze, fascynujące eksperymenty, naukowe wyzwania, szkolenia, granty na realizację pomysłów i stypendia – to wszystko czeka na młodzież liceów i techników, która dołączy do kolejnej edycji programu „Inżynierowie przyszłości", organizowanego przez Fundację PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza.

Nauka przez doświadczenie

„Inżynierowie przyszłości" to ogólnopolski program oświatowy dla nauczycieli i uczniów szkół ponadpodstawowych, którzy pragną realizować autorskie ciekawe i innowacyjne projekty edukacyjne.

Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza, wspierająca rozwój edukacji i innowacji w Polsce, po raz drugi uruchomiła program skierowany do ambitnych uczniów szkół ponadpodstawowych – „Inżynierowie przyszłości". Celem tej inicjatywy edukacyjnej jest stymulowanie zainteresowania naukami ścisłymi i technicznymi, a także wspieranie utalentowanej młodzieży. Uczniowie biorący udział w programie mają szansę na zrealizowanie autorskich projektów badawczych, które – po ocenie specjalistów – mogą zostać wsparte grantami i nagrodami na start badań. Autorzy najlepszych prac mają z kolei szansę na nagrody i stypendia.

Cele i założenia programu

Zapotrzebowanie na wyspecjalizowaną kadrę inżynierską i kierowniczą w niemal wszystkich obszarach energetyki stale rośnie, a nowych kandydatów na rynku nadal nie przybywa w tempie, które pozwoliłoby zaspokoić obecne i planowane potrzeby firm tego sektora. Trzy dekady temu politechniki stanowiły naturalną kontynuację nauki w technikum. Obecnie ponad 90% studentów uczelni technicznych to absolwenci liceów ogólnokształcących. Statystyczny student pierwszego roku jest dobrze przygotowany z matematyki, fizyki czy chemii, natomiast stan jego wiedzy technicznej często jest na stosunkowo niskim poziomie. Dodatkowo, nadal mała liczba kandydatów na studia wybiera kierunki techniczne, chemię, matematykę czy fizykę. W latach 2019–2022 liczba studentów nauk inżynieryjnych i technicznych zmniejszyła się o 6%*. W 2022 roku wynosiła 231,5 tysięcy, stanowiąc 19% ogółu studentów. Trend spadkowy odnotowano także w przypadku nauk ścisłych i przyrodniczych. Powodem takich decyzji często jest systemowy brak odpowiedniego podejścia do nauczania przedmiotów ścisłych w szkołach ponadpodstawowych. W założeniu program „Inżynierowie przyszłości" ma łączyć naukę przedmiotów ścisłych, technicznych i przyrodniczych z eksperymentowaniem i praktycznym użyciem wiedzy. Zaangażowanie uczniów w proces zdobywania wiedzy ma z kolei pozwolić uczestnikom rozwijać indywidualne pasje i zainteresowania, tak aby w przyszłości byli w stanie sprostać wymogom gospodarki opartej na wiedzy i potrzebom nauki.

Cele programu „Inżynierowie przyszłości"

1. **Rozwój zainteresowań naukowych** – zachęcenie młodzieży do pogłębiania wiedzy w dziedzinach nauk ścisłych, przyrodniczych, technologii i inżynierii.
2. **Wsparcie edukacyjne** – zapewnienie zasobów i wsparcia finansowego dla szkół i uczniów realizujących projekty badawcze.
3. **Promowanie innowacji** – rozwijanie umiejętności twórczego myślenia i rozwiązywania problemów poprzez pracę nad rzeczywistymi wyzwaniami technologicznymi.
4. **Wzmacnianie współpracy** – budowanie więzi między szkołami, uczniami, nauczycielami oraz środowiskiem naukowym i biznesowym.

Program składa się z kilku etapów

1. **Tworzenie koncepcji projektów** – uczniowie z nauczycielami opracowują pomysły na projekty badawcze, które mogą obejmować różne dziedziny nauk ścisłych, przyrodniczych, technologii i inżynierii.
2. **Rekrutacja i wybór uczestników** – nauczyciele zgłaszają koncepcje projektów uczniowskich, które chcą zrealizować w ramach programu.
3. **Wybór laureatów** – specjaliści z uczelni technicznych, których rektorzy objęli program swoim patronatem, dokonują oceny przesłanych koncepcji. Autorzy najwyżej ocenionych otrzymują granty na start, które mogą być wykorzystane na zakup materiałów, sprzętu czy innych zasobów potrzebnych do przeprowadzenia badań.
4. **Realizacja projektów** – uczniowie pod kierunkiem opiekunów realizują zaplanowane projekty badawcze w swoich szkołach.
5. **Ocena projektów** – gotowe projekty oceniają specjaliści z różnych dziedzin nauki i przemysłu. Najlepsze zostają nagrodzone.

Wybór ścieżki kariery to często trudne wyzwanie dla młodzieży. W szkole ponadpodstawowej uczniowie zastanawiają się, gdzie chcieliby znaleźć się za kilka lat. Dlatego ważne jest, aby decyzja dotycząca kierunku studiów była dobrze przemyślana. Planowanie kariery zawodowej jest znacznie łatwiejsze, jeżeli można zdobyć solidne informacje o możliwościach, jakie oferu-

je dana branża. Dlatego w ramach programu organizowane są webinary z wybitnymi naukowcami i specjalistami z uczelni technicznych, które wspierają nasz program. Są wśród nich uczelnie badawcze: Politechnika Warszawska, Politechnika Gdańska czy Akademia Górniczo-Hutnicza. Starając się wspierać holistyczny rozwój uczestników, organizowane są także dodatkowe szkolenia wspierające rozwój miękkich kompetencji, takich jak umiejętność prezentowania wyników badań, komunikacji czy pracy w zespole.

Główne działania programu realizowane są z wykorzystaniem serwisu internetowego www.inzynierowie-przyszlosci.pl. Warto śledzić także social media programu, na których publikowane są nie tylko ważne informacje, ale również artykuły, porady, ciekawostki oraz materiały dotyczące realizacji programu.



Karol Drausal z II LO w Sopocie prezentuje wyniki swoich badań.

Laureaci I edycji programu

Projekty badawcze odgrywają istotną rolę w szkole ponadpodstawowej, przyczyniając się do wszechstronnego rozwoju uczniów. Angażowanie się w nie rozwija przede wszystkim umiejętności krytycznego myślenia oraz rozwiązywania problemów. Uczniowie uczą się formułować pytania badawcze, planować eksperymenty, analizować dane i wyciągać wnioski, co jest cenne nie tylko w kontekście edukacyjnym, ale także w codziennym życiu i w perspektywie przyszłej ścieżki kariery zawodowej. Dzięki projektom badawczym młodzież ma okazję zgłębiać interesujące ich tematy w sposób praktyczny, co sprzyja większemu zaangażowaniu i motywacji do nauki. Praca nad projektem często wymaga konsultacji ze specjalistami, a to rozwija umiejętności komunikacyjne, organizacyjne i pracy zespołowej. Uczniowie uczą się także odpowiedzialności za realizację poszczególnych etapów projektu oraz terminowości. Praca projektowa umożliwia także bezpośrednie zastosowanie wiedzy teoretycznej w praktyce. Ponadto, udział w projektach badawczych może inspirować uczniów do kontynuowania nauki na wyższych poziomach edukacji oraz do rozwoju kariery naukowej czy technicznej.

Do pierwszej edycji programu, która zakończyła się w czerwcu 20204 roku, zgłoszono niemal 200 koncepcji prac badawczych, z których 100 wyróżniono grantem na start badań.

Spośród nich najwyższe oceny zrealizowanych projektów uzyskali:

1) Mikhail Zubkov (opiekun: Wiktor Bardan), „Pozyskiwanie energii elektrycznej z aluminium", VIII Prywatne Akademickie Liceum Ogólnokształcące, Kraków,
2) Mateusz Filipkowski (opiekun: Bożena Żywicka), „Wykorzystanie pojazdów autonomicznych w transporcie odpadów niebezpiecznych", Liceum Ogólnokształcące nr 1 im. Mikołaja Kopernika w Gdańsku,
3) Emilia Skuba (opiekun: Wincenty Skwarek), „Mobilny system powiadamiania, wspomagający rejestrację zachowań zwierząt domowych", V Liceum Ogólnokształcące im. Jana Pawła II z Oddziałami Dwujęzycznymi i Integracyjnymi, Jasło,
4) Mikołaj Rzepka (opiekun: Agnieszka Marć), „Dwuosiowa podstawa sterująca położeniem panelu słonecznego", Zespół Szkół Elektronicznych w Rzeszowie – Technikum nr 6,
5) Tymoteusz Feja (opiekun: Krzysztof Feja), „Badanie zjawiska lewitacji ultradźwiękowej", Technikum Nowoczesnych Technologii w Zespole Szkół Ponadpodstawowych w Kleszczowie,
6) Karol Drausal (opiekun: Mariusz Wtulich), „Rakieta wielokrotnego użytku na paliwo stałe o niskiej szkodliwości dla środowiska", II Liceum Ogólnokształcące w Sopocie,
7) Hubert Zając (opiekun: Wincenty Skwarek), „Elastyczne ramię manipulatora", IV Liceum Ogólnokształcące im. Jana Pawła II z Oddziałami Dwujęzycznymi i Integracyjnymi, Jasło.
8) Kamil Widzyk (opiekun: Elżbieta Burlaga), „Prototyp modułowego systemu zwiększającego wydajność ogniw fotowoltaicznych" Technikum nr 1 w Zespole Szkół Mechaniczno-Elektrycznych, Żywiec,
9) Andrzej Szczyrba (opiekun: Joanna Gryboś), „Racjonalizacja produkcji i użytkowanie energii elektrycznej z ogniw barwnikowych", Zespół Szkół Ogólnokształcących im. Jana Pawła II, Pawłowice,
10) Natalia Detmer (opiekun: Wojciech Hermanowski), „Badanie wpływu oświetlenia o różnej długości fal świetlnych na wzrost roślin", Zespół Szkół Elektronicznych im. Wojska Polskiego, Bydgoszcz.

Kapitułę programu zaskoczył wysoki poziom merytoryczny zrealizowanych prac i duży aspekt aplikacyjny.

Ogólnopolska Konferencja Naukowa szkół ponadpodstawowych

Zwieńczeniem kolejnej edycji programu będzie ogólnopolska konferencja naukowa szkół ponadpodstawowych, która odbywa się na terenie Muzeum Gazowni Warszawskiej. Wydarzenie to jest okazją nie tylko do prezentacji osiągnięć młodych naukow-



Mikhail Zubkov, zdobywca 1. miejsca w pierwszej edycji programu za projekt „Pozyskiwanie energii elektrycznej z aluminium".



Wykład Grzegorza Jóźwiaka, dyrektora biura technologii wodorowych i paliw syntetycznych ORLEN S.A. podczas pierwszej edycji konferencji.



Konferencja stała się forum do wymiany doświadczeń i networkingu.

ców, ale także świętem pasji i kreatywności. Podczas konferencji młodzi naukowcy mają okazję do zaprezentowania innowacyjnych pomysłów, doskonalenia umiejętności prezentacyjnych i dzielenia się swoimi odkryciami z szerokim gronem odbiorców. Prelekcje zaproszonych gości są dodatkową inspiracją do dalszych prac badawczych. Autorzy najwyżej ocenionych prac badawczych zostają wówczas nagrodzeni stypendiami programu i nagrodami.

* * *

Program „Inżynierowie przyszłości" Fundacji PGNiG to wyjątkowa inicjatywa, która wspiera młodych pasjonatów nauki i technologii w rozwijaniu talentów i realizacji innowacyjnych projektów. Dzięki programowi uczniowie szkół ponadpodstawowych mają szansę na zdobycie cennych doświadczeń, które mogą otworzyć przed nimi drzwi do przyszłej kariery inżynierskiej. Nauczyciele mają za to okazję do rozwijania kompetencji i zaprezentowania się jako liderzy edukacji. Program „Inżynierowie przyszłości" to inwestycja w przyszłość, która – w założeniu – przyniesie korzyści nie tylko uczestnikom, ale także społeczeństwu poprzez rozwój przyszłych kadr, a także nowych technologii i innowacji.

Dołącz do inżynierów przyszłości

Zachęcamy do zgłaszania pomysłów na prace badawcze do nowej edycji programu, która startuje wraz z początkiem roku szkolnego 2024/2025. Rejestrować się i dokonywać zgłoszeń konkursowych można od 11 października 2024 roku za pomocą formularza na stronie www.inzynierowie-przyszlosci.pl

Dr inż. Anna Kropidłowska-Mietlarek

* Opracowanie własne Ośrodka Przetwarzania Informacji – Państwowego Instytutu Badawczego na podstawie systemu POL-on (sprawozdanie S-10 dla GUS, 2022).

Działalność standaryzacyjna IGG w okresie lipiec – sierpień 2024 roku

W lecie intensywność prac standaryzacyjnych była spora – odbywały się konferencje uzgodnieniowe, 26 lipca – w trybie zdalnym – odbyło się posiedzenie KST, organizowano okresowe spotkania Prezydium KST oraz spotkania zespołów roboczych.

Odbyły się dwie konferencje uzgodnieniowe, na których omawiano uwagi zgłoszone na etapie ankiety do następujących standardów:
a) **prST-IGG-3502** *Wymagania techniczne dla infrastruktury służącej do przyłączania biometanowni do sieci gazowej,*
b) **prST-IGG-0202** *Pomiary i rozliczenia paliwa gazowego.*

Wszystkie konferencje zakończyły się uzgodnieniem stanowisk zainteresowanych stron i chociaż zgłoszono wiele uwag wymagających przedyskutowania – w obu przypadkach udało się osiągnąć konsensus.

W rozpatrywanym okresie zakończyła się ankieta skierowana do firm członkowskich IGG dotycząca standardu **ST-IGG-0902 Gazociągi** *Próby ciśnieniowe gazociągów stalowych.*

Podjęto uchwały w sprawie rozpoczęcia nowelizacji standardów:
1) **ST-IGG-0208:2018** *Ocena jakości gazów ziemnych – Chromatografy do pomiaru siarki,*
2) **ST-IGG-1101:2017** *Połączenie PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączeń oraz elementami do przyłączeń,*
3) **ST-IGG-2701:2018** *Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii,*
4) **WT-IGG-4101:2023** *Emisje metanu z sieci gazowych.*

KST zaakceptował także rozpoczęcie prac nad nowymi dokumentami standaryzacyjnymi po zgłoszeniu przez firmy członkowskie potrzeby uwzględnienia w pracach KST nowych tematów. Są to:
1) wytyczne w zakresie stosowania dwóch niezależnych źródeł zasilania gazami np. propan/gaz ziemny, w odniesieniu do dużych odbiorców,
2) standard dotyczący przesyłu wodoru dedykowanymi gazociągami,
3) standard dotyczący dostarczania biometanu w sieci przesyłowej inaczej niż rurociagami,
4) standaryzacja oznakowań rurociągów do transportu dwutlenku węgla,
5) wytyczne lub raport w zakresie udzielania informacji o gazie ziemnym.

Podjęcie uchwał dotyczących rozpoczęcia prac nad nowelizacją dokumentów standaryzacyjnych oraz nad nowymi tematami stwarza konieczność zaangażowania przedstawicieli firm członkowskich IGG do nowych oraz istniejących 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

GAZ system 20 lat



Niezawodny przesył, bezpieczna przyszłość.

GAZ-SYSTEM jest spółką o strategicznym znaczeniu dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Jako jedyny podmiot w kraju odpowiada za transport gazu ziemnego i zarządzanie siecią gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia.

Ambicją GAZ-SYSTEM jest bycie aktywnym uczestnikiem transformacji energetycznej Polski i Europy. Spółka chce dawać impuls do rozwoju niskoemisyjnej gospodarki, z uwzględnieniem gazu ziemnego i gazów zdekarbonizowanych.

www.gaz-system.pl



Gas Storage Poland sp. z o. o. pełni funkcję operatora systemu magazynowania gazu. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest realizacja zadań operatorskich w sposób bezpieczny i niezawodny, zarządzanie przepływami gazu ziemnego kierowanymi do i odbieranymi z instalacji magazynowych. Spółka jest ważnym ogniwem systemu bezpieczeństwa energetycznego Polski, poprzez zapewnienie dostępu do rezerw gazu ziemnego utrzymywanych w podziemnych magazynach gazu.

Gas Storage Poland świadczy usługi magazynowania z uwzględnieniem optymalnego i wydajnego wykorzystania instalacji magazynowych zapewniając wszystkim uczestnikom rynku jednolite i najwyższe standardy współpracy. Dzięki doświadczeniu i odpowiednim kwalifikacjom Spółka jest gwarantem bezpiecznego funkcjonowania instalacji magazynowych i niezawodnej realizacji umów z użytkownikami tych instalacji.

Gas Storage Poland współpracuje z operatorem systemu gazowego i przedsiębiorstwami energetycznymi w celu efektywnego funkcjonowania systemu gazowego w naszym kraju.

Gas Storage Poland sp. z o.o.
gasstoragepoland.pl

Technologia wzbogacania biometanu w infrastrukturze gazowniczej – sprawdzone rozwiązania

Świętosław Kariuk

W artykule omówiono sprawdzoną technologie energetycznego wzbogacania biometanu (tzw. propanizacji), polegającą na podniesieniu ciepła spalania biometanu w celu umożliwienia przyłączenia biometanowni do sieci gazowej zgodnie z parametrami wymaganymi przez operatora. Przedstawiono również koncepcję wzbogacania biometanu poprzez mieszanie go z bardziej kalorycznym gazem, takim jak propan (LPG). Dodawanie propanu pozwala precyzyjnie kontrolować zadaną wartość ciepła spalania biometanu, nawet w sytuacji, gdy kaloryczność biometanu na wyjściu z biometanowni jest zmienna. Omówione zostaną opracowane i wdrożone za granicą niemieckie rozwiązania. Przedstawiona poniżej technologia opiera się na doświadczeniu oraz sprawdzonych praktykach umożliwiających precyzyjne podniesienie kaloryczności biometanu, co w efekcie prowadzi do jego bardziej stabilnego i efektywnego wykorzystania w procesach energetycznych.

Polska przechodzi transformację energetyczną, której celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z 1990 roku, zgodnie z założeniami pakietu *Fit for 55*. Transformacja energetyczna ma na celu budowanie bezpieczeństwa energetycznego oraz niezależności od paliw kopalnych z Rosji poprzez rozwój własnych, odnawialnych źródeł energii (REPowerEU). Celem tej transformacji jest nie tylko realizacja założeń klimatycznych, ale także wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej. Kluczowe elementy tej przemiany obejmują rozwój OZE, modernizację sektora energetycznego oraz wdrażanie innowacyjnych technologii.

Rozwój rynku biometanu w Polsce jest kluczowy dla zapewnienia niezależności energetycznej, wykorzystując ogromny potencjał krajowych zasobów, m.in. takich jak biomasa. W wyniku procesów fermentacji anaerobowej biomasa przekształca się w biogaz, który następnie, po dalszym uszlachetnieniu (oczyszczeniu), staje się biometanem (bioCH_4). Według szacunków firmy GAS–SYSTEM, potencjał zatłaczania polskiego biometanu do sieci gazowej wynosi 2,6 miliarda m^3 rocznie.

Kwestia wymagań technicznych dotyczących infrastruktury związanej z przyłączaniem biometanowni do sieci gazowej pozostaje nadal otwarta. Co istotne, ciepło spalania biometanu zazwyczaj nie przekracza 38 MJ/m^3. Zgodnie z rozporządzeniem[1], wprowadzenie biometanu do sieci gazowej będzie możliwe tylko wtedy, gdy parametr ciepła spalania w danym ORCS (obszar



Mikser PROLIMIX®. Wydajność 1300 Nm^3/h.

rozliczeniowy ciepła spalania) nie odbiega o więcej niż ±4% od wartości ciepła spalania w tym obszarze.

Zaproponowana na zdjęciu technologia PROLIMIX® niemieckiej firmy SCHARR TEC GmbH & Co. KG podniesienia ciepła spalania biometanu pozwala na zwiększenie wartości energetycznej biometanu do wymaganych przez operatora parametrów poprzez domieszanie propanu lub LPG. Technologia ta jest powszechnie stosowana u naszych zachodnich sąsiadów. Zarówno w Niemczech, jak i w Polsce biometan wprowadzany do sieci gazowej musi spełniać kryteria jakościowe analogiczne do tych, które są wymagane dla gazu ziemnego[2].

Opracowana przez firmę SCHARR TEC GmbH & Co technologia wzbogacania biometanu w mikserze PROLIMIX® polega na wtrysku ciekłego propanu do biometanu. W układzie wzbogacania propan jest rozproszony przez liczne dysze, tworząc aerozol, który odparowuje, pochłaniając ciepło z biometanu. Już na tym etapie następuje skuteczne zmieszanie propanu z biometanem. W kolejnym etapie, w mikserze, mieszanka gazów jest dodatkowo mieszana dzięki odpowiedniemu kierowaniu i turbulencji. Technologia wzbogacania biometanu jest stosowana w instalacjach europejskich firm, takich jak Geva Gas-und, Ontras Gastransport, VNG Verbundnetz Gas AG oraz wielu innych.

Układ sterowania w systemie PROLIMIX® umożliwia dokładne podniesienie ciepła spalania biometanu do określonej wartości. Proces ten polega na precyzyjnym wtrysku dokładnie odmierzonej ilości rozpylonego propanu do biometanu. Układ wzbogacania PROLIMIX® jest w pełni automatyczny i na bieżąco kontroluje i utrzymuje zadaną wartość ciepło spalania wzbogaconej mieszanki: LPG + biometan.

Instalacja zwiększania wartości ciepła spalania biometanu składa się z naziemnego lub podziemnego zbiornika propanu (LPG), którego pojemność jest dostosowana do wydajności systemu. Ciekły propan jest przepompowywany przez układ pompowy do wysokiej jakości miksera PROLIMIX®, w którym jest precyzyjnie mieszany z biometanem dostarczanym z biometanowni. Następnie wzbogacony propanem biometan jest dozowany do sieci gazowej w ustalonej proporcji za pomocą systemu *Peak Shaving*.

* * *

Proces podniesienia jakości energetycznej biometanu poprzez mieszanie go z gazami o wyższych parametrach energetycznych jest efektywną i ekonomiczną metodą osiągnięcia mieszanki spełniającej normy jakościowe określone w rozporządzeniu[2]. Kluczowe znaczenie ma nie tylko precyzyjny dobór układu mieszania, ale także pierwszorzędowe oczyszczenie biogazu z zanieczyszczeń, co pozwala na skuteczne przekształcenie go w biometan.

Mam nadzieję, że przyłączenie biometanowni do sieci gazowej wesprze strategię transformacji energetycznej, zmierzającą w kierunku niskoemisyjnej, zrównoważonej i bezpiecznej energetyki.

Mgr inż. Świętosław Kariuk, kierownik sprzedaży
I-Maximum sp. z o.o. – polski producent mikserów gazowych oraz dystrybutor systemów wzbogacania biometanu Prolimix firmy SCHARR TEC GmbH & Co.

[1] Ustawa o OZE oraz rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.
[2] Rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 17 lutego 2021 roku w sprawie wymagań jakościowych dla gazu ziemnego (Dz.U. z 2021 roku, poz. 295).



Najnowsze inicjatywy legislacyjne dotyczące rynku biometanu

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński, Marcel Krzanowski

W połowie lipca 2024 roku w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej (UE) opublikowano rozporządzenie i dyrektywę, składające się na tzw. Pakiet Wodorowo-Gazowy[1]. Nowe przepisy mają stworzyć otoczenie regulacyjne sprzyjające podejmowaniu działań na rzecz dekarbonizacji wewnętrznego rynku gazu. W tym procesie kluczową rolę ma do odegrania biometan – zgodnie z planem REPowerEU[2] i towarzyszącym jego wydaniu dokumentem roboczym, produkcja tego paliwa gazowego w UE w 2030 roku ma sięgnąć łącznie 35 mld m^3.

W ramach prac nad Pakietem Wodorowo-Gazowym Parlament Europejski zaproponował nawet uznanie tego zamierzenia za prawnie wiążące. Ostatecznie zrezygnowano z tego pomysłu na rzecz dodania stosownego zapisu w treści preambuły nowego rozporządzenia. Bez względu na to, w jakiej formie intencja ta została zakotwiczona w prawie unijnym, wniosek jest oczywisty: należy tak zmieniać prawo krajowe, aby umożliwić jak najszybciej jak największą produkcję biometanu. Ten zamysł nie jest obcy polskiemu prawodawcy, jednak mimo przyjęcia co najmniej kilku aktów prawnych, których przedmiot regulacji dotyczył funkcjonowania rynku tego gazu[3], nadal do krajowego systemu gazowego nie została przyłączona żadna biometanownia.

Niemniej jednak ostatnie miesiące przyniosły kilka zapowiedzi zmian, których wspólnym mianownikiem jest stworzenie stabilnego, zgodnego z prawem UE, a jednocześnie przychylnego otoczenia regulacyjnego dla branży biometanowej. W niniejszym artykule postaramy się pokrótce omówić ostatnio przedstawione na poziomie krajowym inicjatywy legislacyjne wraz z oceną, na ile odpowiadają one na najbardziej palące potrzeby gazownictwa.

Predykcje dotyczące roli biometanu w miksie energetycznym

Rozwój gospodarki biometanowej w Polsce został zarysowany w dwóch dokumentach strategicznych określających założenia długoletniej polityki energetycznej, w tym precyzujących pomysł na transformację sektora energetycznego, tj. w „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030[4]" (KPEiK) i „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku"[5] (PEP 2040). Oba dokumenty zostały opublikowane już jakiś czas temu (KPEiK przedstawiono pod koniec 2019 roku, zaś PEP 2040 przyjęto na początku 2021 roku) i z uwagi na zmieniające się warunki społeczno-gospodarcze coraz częściej mówiło się o potrzebie ich aktualizacji[6]. Dotychczas z tych zapowiedzi udało się zrealizować tylko jedną – minister klimatu i środowiska przygotował wstępną wersję aktualizacji KPEiK, która została przekazana Komisji Europejskiej (KE) 1 marca 2024 roku[7] (aKPEiK). Dokument ten prezentuje tzw. scenariusz bazowy (ang. *with existing measures* – WEM), czyli zbiór predykcji odnoszących się do postępów w osiąganiu celów klimatycznych i realizacji założeń transformacji energetycznej na podstawie działań już zaplanowanych i realizowanych, bez wprowadzania dalszych korekt. Można zatem stwierdzić, że aKPEiK w obecnej wersji mówi o tym, co osiągniemy do 2030 roku, jeżeli podtrzymamy dotychczasową krajową politykę klimatyczną. Docelowo dokument ma zostać uzupełniony o tzw. scenariusz ambitny (ang. *with additional measures* – WAM), w którym mają zostać przedstawione możliwe rezultaty zmian w energetyce przy wdrożeniu nowych instrumentów i z założeniem przyspieszenia dekarbonizacji w sposób odpowiadający założeniom pakietu *Fit for 55*[8].

Z aKPEiK wynika, że przy utrzymaniu dotychczasowej polityki klimatycznej biometan ma stać się elementem miksu energetycznego już w 2025 roku. Na ten rok przewiduje się pojawienie się biometanu w strukturze zużycia energii finalnej (w podziale na paliwa i nośniki), którego zużycie ma odpowiadać równowartości 121 tys. ton oleju ekwiwalentnego, zaś 5 lat później już 438 tys. ton tego oleju. Tym samym w 2030 roku biometan ma „przeskoczyć" w zestawieniu zużywanych paliw i nośników biogaz, którego udział w zużyciu energii końcowej na ten rok ma wynieść 165 tys. ton oleju ekwiwalentnego. Warto jeszcze przytoczyć jeden fragment aKPEiK. Na poziomie przewidywań ogólnych wskazano, że biometan ma znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu – ze względu na zaliczenie zużycia biometanu do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), w przemyśle i ciepłownictwie zamiast gazu ziemnego oraz w produkcji odnawialnego wodoru. Prognozy bardziej szczegółowe sugerują jednak, że praktycznie całość biometanu do 2030 roku ma zostać przeznaczona do wykorzystania jako paliwo w transporcie. Spodziewane jest bowiem, że w strukturze zużycia energii końcowej brutto z odnawialnych źródeł energii (OZE) w sektorze

transportu w 2025 i 2030 roku udział biometanu ma wynosić odpowiednio tyle samo, co w zużyciu energii końcowej we wszystkich sektorach. Stopniowe zastępowanie gazu ziemnego – jako wiodącego surowca w energetyce – przez biometan spodziewane jest dopiero po 2030 roku.

Za zapowiedź tego, jaką formę może przybrać zmodyfikowana, ambitniejsza polityka klimatyczna, można potraktować zaprezentowane w kilku ostatnich miesiącach propozycje działań legislacyjnych.

Biometan w transporcie – propozycja zmian w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych

Ważną inicjatywą legislacyjną w tym kontekście jest opublikowany w maju 2024 roku w wykazie Rządowego Centrum Legislacji (RCL) projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw[9] (numer w wykazie: UC28, projekt UC28). Projekt ten stanowi kolejne podejście do implementacji postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych[10] (RED II). Wprawdzie istotna część zawartych w nim zamierzeń ma dotyczyć ustawy z 25 sierpnia 2006 roku o biokomponentach i biopaliwach ciekłych[11] (ustawa o BBC), co sugeruje, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska podtrzymuje dążenia do upowszechnienia biometanu w sektorze transportu, jednak zakres nowelizacji jest szerszy i obejmuje także przepisy, które mają znaczenie dla innych sektorów.

Projekt UC28 ma przenieść na grunt prawodawstwa krajowego wymóg z RED II, dotyczący minimalnego udziału zaawansowanych biopaliw i biokomponentów, wyprodukowanych z surowców wskazanych w części A w załączniku IX do RED II w sektorze transportu. W wersji RED II przed wejściem w życie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z 18 października 2023 roku, zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652[12] (RED III) w art. 25 ust. 1 zobowiązano państwa członkowskie, aby zapewniły do 2030 roku 14-procentowy udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu. W ramach tego udziału konieczne jest zapewnienie wkładu zaawansowanych biopaliw i biogazu, wyprodukowanych z surowców wskazanych w wyżej wymienionej części załącznika RED II. Do tych surowców należą chociażby bioodpady, obornik i osad ściekowy, łupiny orzechów czy kolby oczyszczone z ziaren kukurydzy. Wkład ten ma wynieść co najmniej 1% w 2025 roku i odpowiednio 3,5% w 2030 roku. Projekt UC28 przenosi te cele procentowe na grunt ustawy o BBC (przepisy nowego art. 23d), zobowiązując podmioty realizujące NCW do zapewnienia tych minimalnych progów procentowych w każdym kolejnym roku. Co prawda, przyszły obowiązek ma dotyczyć wykorzystania konkretnych substratów, a nie konkretnych biokomponentów, jednak można mieć nadzieję, że ustanowienie tych pomniejszych celów (przy wprowadzeniu jeszcze innych zmian) przełoży się na większe zainteresowanie biometanem po stronie podmiotów realizujących NCW. Skuteczność funkcjonowania tych przepisów ma zagwarantować zmiana w art. 33 ustawy o BBC i groźba nałożenia kary pieniężnej w przypadku niezapewnienia wystarczającego udziału biokomponentów zaawansowanych.

Doniosłą modyfikacją ma być zaktualizowanie przepisów ustawy o BBC, dotyczących kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (art. 28b–28bd ustawy o BBC). Może nawet ważniejsze jest proponowane wprowadzenie obowiązku spełniania tych kryteriów przez paliwa z biomasy, w tym biometanu, wykorzystywane w instalacjach OZE do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, zgodnie z projektowanym art. 135a ust. 1 ustawy z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii[13] (ustawa o OZE). Dotychczas potwierdzanie spełnienia KZR i kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych odbywało się przez system bilansu masy wyłącznie w stosunku do partii biomasy i biokomponentów, które miały zostać zaliczone na poczet realizacji NCW. Na tej podstawie możliwe było wydanie stosownego poświadczenia czy świadectwa, potwierdzającego, że dla danej ilości biomasy czy biokomponentów kryteria określone w ustawie o BBC zostały zachowane. Uzyskanie stosownego dokumentu, pozytywnie weryfikującego pod tym względem biogaz czy biometan przeznaczony na cele energetyczne, umożliwi ubieganie się o uzyskanie wsparcia finansowego przez producenta wykorzystującego te paliwa gazowe, a także pozwoli zaliczyć wykorzystaną porcję gazu w udziale energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto ze wszystkich źródeł zgodnie z art. 129 ustawy o OZE.

Dodatkowo, odnotować należy zmianę dotyczącą samego NCW, a mianowicie poszerzenie katalogu paliw uwzględnianych w tym liczniku m.in. o biopaliwa gazowe. Zgodnie z projektowanym art. 2 pkt 10c ustawy o BBC chodzi o skroplony biometan, sprężony biometan lub biowodór, stanowiące samoistne paliwa. W przypadku biopaliw gazowych zmiana ta wynika ze zmiany definicji biopaliw w RED II. Dyrektywa ta ogranicza definicję biopaliw wyłącznie do paliw ciekłych mających zastosowanie w transporcie, wytworzonych z biomasy, oraz przenosi paliwa gazowe wytworzone z biomasy (niezależnie od zastosowania) do odrębnej definicji paliw z biomasy. Mając powyższe na względzie, przedmiotowa zmiana ma nie mieć wpływu na sposób realizacji obowiązku NCW, ponieważ w dotychczasowych przepisach produkty będące biopaliwami gazowymi były ujęte w definicji biopaliw ciekłych. Pozostając przy definicjach legalnych, projektodawca zdecydował się także jednoznacznie określić, że na gruncie ustawy o BBC biowodór to wodór nie tylko wytworzony bezpośrednio z biomasy, ale także z biometanu (projektowany art. 2 pkt 3 lit. b ustawy o BBC). Ponadto, w tym samym przepisie ma zostać dodana definicja biometanu, odsyłająca do art. 2 pkt 3c ustawy o OZE.

Pozostałe inicjatywy legislacyjne

Jeżeli chodzi o zmiany prawne, które mają dotyczyć biometanu jako paliwa sieciowego, trzeba wspomnieć o projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[14] (numer w wykazie: UD 41, projekt UD 41), który pojawił się w wykazie RCL w czerwcu 2024 roku. Projekt UD 41 zawiera bardzo istotną zmianę, która ma na celu odblokowanie funkcjonowania w praktyce instrumentu wsparcia produkcji biometanu w modelu dopłat do ceny rynkowej *feed-in-premium* (system FiP).

Przepisy art. 83l ust. 1 i 2 ustawy o OZE przyznają sprzedawcy biometanu, wykorzystującemu instalację OZE o mocy (w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną) nie większej niż 1 MW prawo pokrycia ujemnego salda z tytułu sprzedaży tego biometanu. Warunkiem skorzystania z tego prawa jest wprowadzenie paliwa gazowego do sieci gazowej oraz uzyskanie od prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (prezesa URE) stosownego zaświadczenia, wydawanego po złożeniu przez potencjalnego beneficjenta deklaracji o chęci przystąpienia do systemu FiP. Korzyścią po stronie wytwórcy biometanu jest możliwość sprzedaży paliwa wybranemu podmiotowi po cenie rynkowej z gwarancją wyrównania do stałej ceny zakupu. Ta ostatnia jest równa cenie referencyjnej obowiązującej na dzień złożenia deklaracji[15], przy czym w zależności od tego, czy sprzedawca uzyskał wcześniej pomoc inwestycyjną, jest ona poddawana korekcie. Do deklaracji, o której mowa wyżej, zgodnie z art. 83m ust. 4 ustawy o OZE, należy dołączyć wiele aktów administracyjnych i dokumentów, m.in. oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na budowę, wydanego dla projektowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu (jeżeli jest ono wymagane) czy oryginał lub poświadczoną kopię warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie tej instalacji do sieci gazowej. Uzyskanie tych aktów i dokumentów trwa niejednokrotnie od kilku do kilkunastu miesięcy. Z kolei możliwość skorzystania z systemu wsparcia dla produkcji biometanu została ograniczona w czasie – art. 92 ust. 5a ustawy o OZE określa bowiem, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje, jeżeli sprzedawca uzyska stosowne zaświadczenie od prezesa URE nie później niż w terminie do 30 czerwca 2024 roku. Przepisy art. 83l–83s ustawy o OZE weszły w życie 1 października 2023 roku, a więc okres, w którym można było „wejść "do systemu FiP trwał tylko 9 miesięcy. Projekt UD 41 ma na celu wydłużenie terminu wskazanego w art. 92 ust. 5a ustawy o OZE. Zgodnie z projektowaną zmianą czas na uzyskanie zaświadczenia prezesa URE ma zostać wydłużony do 30 czerwca 2027 roku.

> Projekt UD89 ma wprowadzić system wsparcia dla produkcji biometanu w instalacjach OZE o łącznej mocy (przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną) powyżej 1 MW.

Interesująca jest również propozycja wprowadzenia odrębnego instrumentu wsparcia produkcji biometanu, o której mowa w zapowiedzi projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw[16] (numer w wykazie: UD89, projekt UD89), opublikowanej w lipcu 2024 roku w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.

Projekt UD89 ma wprowadzić system wsparcia dla produkcji biometanu w instalacjach OZE o łącznej mocy (przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną) powyżej 1 MW. Jak wspomniano, system FiP to rozwiązanie przysługujące producentom korzystającym z instalacji o mocy nie większej niż 1 MW, zaś projekt UD89 ma wprowadzić podobne rozwiązania pomocowe także dla większych producentów. Z zapowiedzi wynika, że nowy system wsparcia ma przybrać postać aukcji na zasadach analogicznych jak obecnie działa system aukcyjny dla wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE. Pomoc ma być udzielana w formie kontraktu różnicowego realizowanego na podstawie oferty złożonej w aukcji dla cen referencyjnych przypisanych do instalacji OZE w trzech przedziałach mocowych, uwzględniającej podział na biometan wytwarzany osobno z biogazu i biogazu rolniczego.

Potrzeba dalszych działań

Wyżej wskazane propozycje zmian należy oceniać pozytywnie. Można założyć, że przyczynią się one do stworzenia pożądanego otoczenia regulacyjnego dla potencjalnych inwestorów na rynku biometanu. Należy jednak zdać sobie sprawę z tego, że nie rozwiązują one węzłowych problemów prawnych, które skutecznie utrudniają stosowanie już obowiązujących przepisów, które mają promować wykorzystanie biometanu.

W kontekście zaliczenia tego gazu jako biokomponentu trzeba przypomnieć, że obecnie obowiązujące rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 9 sierpnia 2021 roku w sprawie wymagań jakościowych dla biokomponentów, metod badań jakości biokomponentów oraz sposobu pobierania próbek biokomponentów[17] nie określa wymagań jakościowych dla biometanu. W praktyce uniemożliwia to wyprodukowanie w kraju biometanu jako biokomponentu, tak aby można było zaliczyć go do realizacji NCW. Projekt UC28 nie rozwiązuje tego problemu, zaś projektodawca nie uzupełnił go o projekt rozporządzenia zmieniającego wskazane wyżej rozporządzenie, mimo że projekt UC28 obejmuje także zmianę art. 22 ust. 6 ustawy o OZE, zawierającego upoważnienie do przyjęcia tego aktu wykonawczego. Podobna trudność pojawia się przy próbie wykorzystania biometanu do produkcji innego biokomponentu – biowodoru. Obecnie jest to utrudnione, ponieważ minister klimatu i środowiska nie zdecydował się skorzystać z upoważnienia zawartego w art. 23 ust. 1f ustawy o BBC do wydania rozporządzenia określającego metodykę obliczania zawartości biowodoru w paliwach, do produkcji których w procesie wytwórczym wykorzystano biometan.

Odrębną przeszkodą jest brak wymagań jakościowych dla biometanu i biowodoru jako paliw samoistnych. Jak wspomniano, obecnie w świetle art. 2 pkt 11 ustawy o BBC skroplony i sprężony biometan i biowodór mogą stanowić samoistne paliwa – biopaliwa ciekłe. Nie określono jednak dla nich wymagań jakościowych. Podstawą do takiego działania jest art. 3 ust. 2 pkt 2 ustawy z 25 sierpnia 2006 roku o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw[18] (ustawa o SMK). Wydane na podstawie tego przepisu rozporządzenie ministra energii z 25 maja 2016 roku w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych[19] nie odnosi się do tych paliw. Wejście w życie projektu UC28 ma ten problem rozwiązać – projektowany art. 22^1 ustawy o BBC ma nakazywać stosowanie do sprężonego i skroplonego biometanu i biowodoru (jako docelowo biopaliw gazowych) wymagań jakościowych określonych na podstawie ustawy o SMK odpowiednio dla CNG, LNG i wodoru. Załatwia to sprawę jedynie w części, bo o ile przyjęto już rozporządzenie ministra energii z 30 czerwca 2016 roku w sprawie wymagań jakościowych dla sprężonego gazu ziemnego (CNG)[20] i rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 23 grudnia 2022 roku w sprawie wymagań jakościowych

dla wodoru[21], o tyle nie wydano ich odpowiednika dla LNG. Inną sprawą jest to, że projekt UC28 nie proponuje w tym przedmiocie regulacji kompletnej (np. brak podstawy do przypisania kodu CN bioLNG czy bioCNG).

Można w tym miejscu wspomnieć również o art. 83s ustawy o OZE, z którego wynika, że biometanu, który uzyskał wsparcie w ramach systemu FiP, nie można uwzględnić przy realizacji obowiązku w zakresie NCW. Przy założeniu, że w tym zakresie istotniejszych zmian nie wprowadzi projekt UD89 oznacza to, że biometan wprowadzony do sieci gazowej może być zaliczany na poczet realizacji NCW z wyjątkiem biometanu wyprodukowanego w instalacji o mocy nie większej niż 1 MW, dla którego pozyskano wsparcie w ramach systemu FiP. Przy czym takie odczytanie przepisów nie jest oczywiste, ponieważ art. 83s ustawy o OZE, w powiązaniu z przepisami art. 23 i 28be i innymi przepisami ustawy o BBC, nie jest precyzyjny w przedmiocie dopuszczalności zaliczenia biometanu pochodzącego z sieci gazowej na potrzeby realizacji NCW. Od pewnego czasu wysuwa się w branży postulat jednoznacznego przesądzenia na poziomie ustawy o BBC, że biometan pochodzący z sieci gazowej, wyprodukowany przez podmiot, który nie skorzystał z systemu FiP, można wliczać do obliczenia udziału biokomponentów w ogólnej ilości paliw.

Z powyższego wynika, że zaproponowane w ostatnim czasie projekty nie usuwają wszystkich ograniczeń prawno-regulacyjnych oraz nie odpowiadają na wszystkie wątpliwości. Niestety, obszarów sugerowanej interwencji legislacyjnej jest więcej. Konieczne jest zatem podjęcie dalszych starań na rzecz udoskonalenia rozwiązań prawnych, zwłaszcza na poziomie aktów wykonawczych.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny, wspólnik zarządzający w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Tomasz Brzeziński, radca prawny, wspólnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Marcel Krzanowski, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

[1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z 13 czerwca 2024 roku w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (Dz.U. UE. L. z 2024 roku, poz. 1788) i rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z 13 czerwca 2024 roku w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (Dz.U. UE. L. z 2024 roku, poz. 1789).
[2] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Plan REPowerEU, COM(2022) 230 final.
[3] Można tutaj wspomnieć chociażby o rozporządzeniu ministra klimatu i środowiska z 6 sierpnia 2022 roku, zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2022 roku, poz. 1899), ustawie z 13 lipca 2023 roku o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz.U. z 2023 roku, poz. 1597) i ustawie z 17 sierpnia 2023 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 roku, poz. 1762).
[4] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 – wersja z 2019 roku,* <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030---wersja-2019-r> [dostęp: 12.08.2024].
[5] Obwieszczenie ministra klimatu i środowiska z 2 marca 2021 roku w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 roku (M.P. z 2021 roku, poz. 264).
[6] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Prekonsultacje w zakresie aktualizacji dokumentów strategicznych – KPEiK/PEP2040*, <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040> [dostęp: 12.08.2024].
[7] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030,* <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> [dostęp: 20.08.2024].
[8] Rada Europejska, Rada Unii Europejskiej, Gotowi na 55¸<https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55/> [dostęp: 13.08.2024].
[9] Rządowe Centrum Legislacji, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw,* <https://legislacja.gov.pl/projekt/12385401> [dostęp: 20.08.2024].
[10] Dz.U. UE. L. z 2018 roku nr 328, s. 82 z późn. zm.
[11] T.j. Dz.U. z 2024 roku, poz. 20 z późn. zm.
[12] Dz.U. UE. L. z 2023 roku, poz. 2413 z późn. zm.
[13] T.j. Dz.U. z 2023 roku, poz. 1436 z późn. zm.
[14] Rządowe Centrum Legislacji, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, <https://legislacja.gov.pl/projekt/12385801> [dostęp: 20.08.2024].
[15] Cena referencyjna jest określana w drodze rozporządzenia wydawanego na podstawie art. 83o ustawy o OZE.
[16] Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw*, <https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-inwestycjach-w-zakresie-elektrowni-wiatrowych-oraz-niektorych-innych-ustaw5> [dostęp: 20.08.2024].
[17] Dz.U. z 2021 roku, poz. 1707.
[18] T.j. Dz.U. z 2024 roku, poz. 1209.
[19] Dz.U. z 2016 roku, poz. 771.
[20] Dz.U. z 2016 roku, poz. 1094.
[21] Dz.U. z 2022 roku, poz. 2793).



Konferencja IGG: **Perspektywy rozwoju rynku biogazu i biometanu**

Konferencja, zorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, odbyła się 5 września 2024 roku w Warszawie. Wzięli w niej udział przedstawiciele firm gazowniczych i administracji oraz eksperci, którzy omawiali przyszłość biogazu i biometanu w Polsce.

Ze względu na potrzeby odbiorców, modyfikację systemów prawnych i kwestie bezpieczeństwa energetycznego, zrównoważone uzupełnianie gazu ziemnego gazami zdekarbonizowanymi staje się nieuniknione. Dlatego IGG realizuje działania na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu w Polsce, a jednym z nich była ta konferencja.

Otwierający wydarzenie dr inż. Wiesław Prugar, prezes IGG, wskazał na znaczący potencjał Polski w produkcji biometanu, podkreślając jego ważną rolę w dekarbonizacji i transformacji energetycznej.

Miłosz Motyka, podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, powiedział, że biogaz i biometan mogą wspierać rozwój niskoemisyjnego rolnictwa i gospodarki obiegu zamkniętego oraz tworzyć nowe źródła dochodów dla producentów rolnych. Dodał, że resort pracuje nad nowymi inicjatywami legislacyjnymi, ułatwiającymi inwestycje biogazowe.

Konrad Wojnarowski, podsekretarz stanu w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej, odniósł się do roli funduszy wspierających rozwój OZE, w tym wytwarzanie biometanu, co powinno przyspieszyć inwestycje w tej dziedzinie. Wskazał na program FEnIKS, który dysponuje 6,1 mld euro na dofinsowanie działań w zakresie transformacji energetycznej.

Podczas debaty, moderowanej przez Aleksandra Gabrysia, reprezentującego Prosperous Partners, przedstawiciele branży i administracji państwowej omawiali wyzwania i szanse dla rozwoju rynku, koncentrując się na finansowaniu, regulacjach prawnych i technologii. Łukasz Tomaszewski z MKiŚ poinformował o planach nowych inicjatyw legislacyjnych, w tym wsparciu dla biometanowni o mocy powyżej 1 MWh. Tomasz Tomasiak z Banku Ochrony Środowiska odniósł się do opłacalności inwestycji biometnowych, opowiedział też o pierwszej komercyjnej inwestycji biometanowej o mocy poniżej 1 MWh, finansowanej przez bank.

W dalszej części konferencji zaprezentowano referaty ekspertów. Dr hab. Grzegorz Tchorek z Uniwersytetu Warszawskiego, prof. Instytutu Energetyki – PIB, przedstawił potencjał rynkowy i ekonomiczny sektora biometanu. Anna Dąbrowska-Niepytalska z Grupy ORLEN wskazała na bariery regulacyjne hamujące inwestycje, a Paweł Sulima z Grupy ORLEN przedstawił możliwe kierunki wykorzystania biogazu i biometanu. Marcin Nocoń i Piotr Spychała z Verbio Polska zaprezentowali praktyczne aspekty inwestycji biometanowej.

Beata Wiszniewska z Polskiej Grupy Biogazowej omówiła modele rozwoju sektora biometanu w Europie, wskazując, że instalacje biometanowe w UE osiągnęły moc 6,4 mld m^3 rocznie. Natomiast Henryk Kubiczek z Grupy Azoty podkreślił rolę biometanu w sektorze nawozowym i jego potencjał w zmniejszaniu emisji.

Sławomir Piwowarski z PGNiG BioEvolution przedstawił plany rozwoju spółki na rynku biometanu, a Urszula Zając z Polskiej Spółki Gazownictwa – podejście wiodącego OSD do transformacji energetycznej uwzględniającej rozwój biometanowni, w tym statystyki dotyczące wniosków o przyłączenie biometanowni do sieci gazowej. Ostatnia prezentacja – Świętosława Kariuki z I-Maximum sp. z o.o – dotyczyła nowoczesnych technologii wzbogacania biometanu.

Konferencja była okazją do wymiany wiedzy na temat rynku biogazu i biometanu, wskazując na konieczność dalszej współpracy sektora publicznego i prywatnego dla rozwoju tego rynku w Polsce.

Julita Wróbel-Siemieniuk
więcej na www.igg.pl



JAN WINTER

Z głębokim żalem zawiadamiamy, że 31 sierpnia 2024 roku w wieku 77 lat zmarł Jan Winter, emerytowany, wieloletni pracownik Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Ponad 20 lat pracował w PGNiG S.A. na stanowiskach kierowniczych i doradczych. Osoba powszechnie znana i doceniana w branży gazowniczej w Polsce i za granicą. Aktywnie uczestniczył w negocjacjach umów importowych (dostawy gazu z Rosji, Niemiec, Norwegii i Danii), umowy przesyłowej z GAZ–SYSTEM oraz umów dystrybucyjnych z OSD. Autor lub współautor wielu opracowań w obszarze modelowania ekonomicznego do wyceny projektów inwestycyjnych i biznesowych – modele: ekonomiczne do wyceny projektów inwestycyjnych budowy bloków kogeneracyjnych (CHP), ekonomiczne do wyceny projektów inwestycyjnych infrastrukturalnych (połączenie Polska–Norwegia, wydobycie węglowodorów, inne projekty inwestycyjne PGNiG), modele ekonometryczne do wyceny kontraktów importowych z Rosji, Niemiec, Norwegii i Danii, modele ekonometryczne rozwoju rynków gazu, modele rozwoju rynków gazu, umowy gazowe oraz bilansowanie i bezpieczeństwo dostaw gazu. Brał udział w kształtowaniu regulacji prawa energetycznego, w obszarze skuteczności i konkurencyjności wykorzystania gazu ziemnego i innych paliw energetycznych.

Pracownik Polskiej Akademii Nauk (PAN). Autor lub współautor wielu publikacji branżowych oraz ogromnej liczby wystąpień na konferencjach, seminariach, szkoleniach i studiach podyplomowych.

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Doktor nauk technicznych z zakresu modelowania matematycznego gospodarki energetycznej. Ukończył wiele szkoleń i kursów podyplomowych.

Był osobą skromną, spokojną, ale zawsze uśmiechniętą i pomocną oraz niezwykle zaangażowaną w pracy. Takim go pamiętamy.

Żegnamy Cię drogi Przyjacielu,

Koleżanki i koledzy z branży



Sympozjum

„Paliwa gazowe dla zrównoważonego rozwoju”

Piątek

Nowoczesne gazownictwo – jak optymalnie wykorzystać potencjał branży?

Sobota

Nowy kształt rynku paliw gazowych: liberalizacja *versus* interwencjonizm, integracja międzysektorowa.

Realizacja zmieniających się oczekiwań odbiorców względem rynku gazu.

Zapraszamy

Zakopane, 17–19 stycznia 2025

Szczegółowe informacje: www.igg.pl

Izba Gospodarcza Gazownictwa

Targi Kielce exhibition & congress centre

Izba Gospodarcza Gazownictwa

EXPO-GAS

XIII Targi Techniki Gazowniczej

8-10 | 04 | 2025

Ruszyła **rejestracja wystawców**

Specjalna oferta do 31 października

www.expo-gas.pl



WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO TO FUNDAMENT BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

Eksploatacja 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.