

marzec 2024

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (81)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**ROLA PALIW I TECHNOLOGII
W DAŻENIU DO NISKOEMISYJNOŚCI**





IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

10–12 czerwca 2024 roku, hotel Andel's, Łódź

DEKARBONIZACJA W GAZOWNICTWIE

Sesja I Aktualna polityka UE w zakresie gazownictwa – wyzwania dla polskiej branży gazowniczej

- Wpływ legislacyjnego Pakietu Wodorowo-Gazowego na gospodarkę paliwami gazowymi
- Kierunki strategiczne w dokumentach krajowych: PEP 2040, KPEiK a koncepcja rozwoju polskiego gazownictwa
- Konieczne zmiany w krajowym prawie gospodarczym
- Potrzeby w zakresie legislacji w odniesieniu do biometanu, wodoru i paliw syntetycznych

Sesja II Bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych – determinanty

- Kierunki rozwoju dostaw (terminale – LNG, *Baltic Pipe*, sieci gazowe, magazyny gazu). Pokrycie potrzeb paliwowych i surowcowych głównych klientów
- Działania na rzecz krajowego wydobywania oraz poszukiwania i zagospodarowania nowych złóż paliw gazowych w kraju i za granicą
- Polityka regulacyjna i cenowa rynku paliw gazowych
- Finansowanie branży w transformacji energetycznej

Sesja III Pakiet Wodorowo-Gazowy – kierunkowe szanse i wyzwania

- Pakiet Wodorowo-Gazowy UE a możliwości jego wdrożenia w Polsce:
- Wodór jako produkt uboczny (*by-product*), odpadowy,
- Emisja metanu z obiektów gazowniczych,
- CCUS – wychwytywanie, transport, wykorzystanie i magazynowanie CO₂.

Sesja IV Gospodarka zeroemisyjna – działania ukierunkowane na gospodarkę zeroemisyjną

- Gospodarka wodorowa, gospodarka biometanowa
- Kogeneracja w ciepłownictwie
- Rozwój rynku bioCNG i bioLNG, e-paliwa
- Stacje tankowania: LNG, CNG do pojazdów samochodowych, środków komunikacji zbiorowej, stacje tankowania wodoru dla celów transportowych

Sesja V Determinanty rozwoju przemysłu gazowniczego – innowacje w przemyśle gazowniczym

- Cyfryzacja w branży gazowniczej – robotyzacja procesów biznesowych (RPA), sztuczna inteligencja (AI)
- Podniesienie efektywności współpracy nauki z przemysłem
- Potrzeby przemysłu w zakresie nowych technologii
- Udział zespołów naukowych z zakresu gazownictwa w projektach nowych technologii w kraju i za granicą

Sesja VI Szanse i bariery rozwoju branży gazowniczej – szanse rynkowe dla firm gazowniczych

- Uwarunkowania prawne i bariery w realizacji inwestycji wynikające ze zmian na rynku
- Ukierunkowanie standaryzacji technicznej na rozwój nowych technologii i wykorzystanie legislacji
- Perspektywa zabezpieczenia rozwoju i kapitalizacji krajowych firm branży
- Technologie transformacji jako rozwiązanie ryzyka wykluczenia średnich i małych przedsiębiorstw z branży

Do udziału w IX KPPG zaproszeni zostali przedstawiciele Komisji Europejskiej, administracji rządowej, parlamentarzysty, przedstawiciele organów regulacyjnych rynku energii, świata nauki i finansów oraz prezesi spółek i eksperci branżowi.



ZAPRASZAMY

Z przyjemnością przedstawiam Państwu kolejne wydanie „Przeglądu Gazowniczego”, w którym przewodnim tematem jest rola paliw i technologii w dążeniu do niskoemisyjności. Temat ten nie tylko odzwierciedla istotne wyzwania stojące przed naszym sektorem, ale również podkreśla kluczową rolę, jaką odgrywają innowacyjne rozwiązania ukierunkowane na zrównoważoną przyszłość. W tym numerze prezentujemy kwestie związane z dążeniem do niskoemisyjności, takie jak wykorzystanie alternatywnych paliw, innowacyjne technologie czy możliwości stosowania biometanu w polskiej gospodarce. Omawiamy dynamiczne zmiany zachodzące w gazownictwie, stanowiące istotny krok w kierunku zrównoważonej energetyki. Opisując perspektywy wykorzystania biometanu, przedstawiamy najnowsze zmiany prawne, które znacząco wpływają na rynek biometanu w Polsce. W kontekście dążenia do niskoemisyjności zaznaczamy kwestie finansowania inwestycji z funduszy unijnych i pozyskanych kredytów bankowych w ostatnich latach, analizujemy też bankowalność projektów biogazowych. Ważnym zagadnieniem jest też dyrektywa NIS 2, która staje się kluczowym elementem w obliczu zmieniających się zagrożeń cybernetycznych. Nie możemy pominąć roli systemów sztucznej inteligencji w zarządzaniu integralnością mechaniczną urządzeń ciśnieniowych, których rozwój otwiera nowe możliwości w monitorowaniu i utrzymaniu bezpieczeństwa infrastruktury gazowej. Na tle krajowych rozwiązań warto zwrócić uwagę na przyszłość gazu w Niemczech, jako sektora odgrywającego dużą rolę w Unii Europejskiej. Interesujące dla branży są również nowe możliwości wykorzystania LNG oraz innych paliw alternatywnych w żegludzie, które nabierają coraz większego znaczenia jako bardziej ekologiczne rozwiązania w transporcie morskim. W procesie budowy unijnej gospodarki wodorowej istotną rolę ma Europejski Bank Wodoru jako nowej instytucji finansowej UE, wspierającej projekty związane z produkcją oraz wykorzystaniem wodoru odnawialnego. Rola EBW jest bardzo ważna w dążeniu do zrównoważonej przyszłości.

W dobie transformacji energetycznej nasza nowoczesna i rozbudowana sieć infrastruktury gazu ziemnego, przez niektórych uważana za infrastrukturę bez przyszłości, może okazać się naszą przewagą sprzyjającą szybszej transformacji, umożliwiającą wykorzystanie wodoru i innych gazów odnawialnych. Wiele badań wskazuje na to, że budowane w ostatnich latach gazociągi mogą wymagać jedynie niewielkich technicznych zmian. Możliwości zagospodarowania gazu w budownictwie indywidualnym w związku z opublikowanymi ostatnio dokumentami unijnymi (dyrektywą ERBUD, która nie zakazuje eksploatacji kotłów gazowych) przedstawiamy wyczerpująco we wkładce. Nowelizacja dyrektywy rozróżnia technologie kotłów gazowych od paliw kopalnych, ukierunkowujące państwa członkowskie na zastąpienie paliw kopalnych paliwami odnawialnymi takimi, jak biometan czy biopropan. Wierzę, że omówione w tym wydaniu PG tematy dostarczą Państwu wartościowych spostrzeżeń i inspiracji do dalszych działań. Życzę przyjemnej lektury i owocnej refleksji nad przyszłością naszej branży.



Robert Perkowski
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Naszym Czytelnikom i Współpracownikom życzymy, aby czas zbliżającej się Wielkanocy był okazją do odpoczynku i zadumy, a także wypełnił serca nadzieją i dodał sił potrzebnych do zrealizowania wszystkich planów.

Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Marcin Olewnik (PGNiG Grupa ORLEN)

Aleksandra Pinkas (PGNiG Grupa ORLEN)

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

Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)

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

Ewa Kukulska-Zajac (INiG – PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)

Przemysław Cegielka (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 Perspektywy wykorzystania biometanu w polskiej gospodarce – Jakub Safjański
- 11 Znowelizowana ustawa o OZE oraz wpływ przyjętych regulacji na rynek biometanu w Polsce – Marek Pitula
- 14 Finansowanie inwestycji biogazowych – Zsuzanna Iwanicka
- 17 Polski potencjał biogazowy – Polska Grupa Biogazowa S.A.

NASZ WYWIAD

- 21 Transformacja energetyczna to pełen wyzwań bieg długodystansowy – rozmowa z Miłozem Motyką, wiceministrem klimatu i środowiska



21

PUBLICYSTYKA

- 24 Perspektywy zapotrzebowania na gaz ziemny w Unii Europejskiej w kontekście dekarbonizacji – Marcin Sienkiewicz, Agnieszka Górka
- 28 Magazyny energii zmieniają system energetyczny – Konrad Świrski
- 30 Wyzwania w zakresie wdrożenia dyrektywy NIS 2. Zmieniający się krajobraz (cyber)zagrożeń – Marcin Kieszkowski
- 32 Wodorowe „paliwo przyszłości” napędza rozwój polskiej gospodarki – Dominika Niewierska
- 56 Rola gazu ziemnego w niemieckiej polityce energetycznej – Radosław Szczerbowski

REPORTAŻ

- 34 Projekty gazowe dofinansowane z POIiŚ w perspektywach budżetowych 2007–2013, 2014–2020



34

PGNiG GRUPA ORLEN

- 36 Całkowita niezależność od dostaw gazu z Rosji
- 38 Ekofaktura od PGNiG
- 39 PGNiG OD w finale prestiżowego konkursu

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 PSG z pierwszym w Polsce gazociągiem do przesyłu wodoru
- 41 Dystrybucyjne sieci gazowe dla transformacji energetycznej

GAZ-SYSTEM

- 44 GAZ-SYSTEM liderem w wykorzystaniu funduszy europejskich

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 46 Elektrociepłownia Pruszków niebieską ścieżką do zielonej przyszłości

EuRoPol GAZ s.a.

- 48 Rynek mocy – *quo vadis* sektorze?

GAS STORAGE POLAND

- 50 „Instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowych” – nowy dokument w branży gazowniczej

INiG – PIB

- 52 No CCSU, no *Green Deal* – inauguracja największego projektu CCS w historii programu UE Horyzont



52

TRANSITION TECHNOLOGIES

- 54 Kompleksowa usługa przyłączania magazynów energii do sieci elektroenergetycznej

PRAWO

- 60 Budowa i rozwój unijnej gospodarki wodorowej – Europejski Bank Wodoru – Tomasz Brzeziński, Aleksandra Walczak

TECHNOLOGIE

- 62 Czy możliwe jest zapewnienie bezpieczeństwa? – Tomasz Klinkosz

Na okładce: Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) – największy na świecie zakład produkcyjny wodoru wykorzystujący energię odnawialną. JAPAN HYDROGEN TOUR – wyjazd studyjny do Japonii. Fot. Monika Sikorska

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Nowy rok w IGG zaczęliśmy od kolejnej edycji sympozjum w Zakopanem, tym razem pt. „Neutralność klimatyczna a paliwa gazowe”, które odbyło się 19–21 stycznia. Wydarzenie zgromadziło liczne grono krajowych i zagranicznych ekspertów, przedstawicieli świata biznesu, nauki i administracji państwowej. Zaprezentowane przez zaproszonych gości plany, przygotowywane i realizowane inwestycje i nowe technologie potwierdziły potencjał sektora gazowego i jego istotną rolę na drodze do transformacji energetycznej. Sympozjum w Zakopanem umożliwiło omówienie kluczowych wyzwań i perspektyw stojących przed sektorem gazowym w kontekście neutralności klimatycznej, stworzyło też platformę do wymiany wiedzy i doświadczeń.

15 stycznia br. IGG zorganizowało spotkanie informacyjne dotyczące pierwszego naboru wniosków o dofinansowanie dla projektów sektora dystrybucji gazu w ramach Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko na lata 2021–2027 (dalej FEnIKS). Omówiony został zakres i warunki ubiegania się o dofinansowanie oraz horyzontalne i specyficzne kryteria oceny wniosków. Obecni na spotkaniu przedstawiciele operatorów gazowych systemów dystrybucyjnych potwierdzili zainteresowanie zgłoszeniem projektów do pierwszego naboru wniosków.

Z inicjatywy IGG 14 lutego odbyło się spotkanie, podczas którego przedstawiciele instytucji wdrażającej działanie FENX.02.03 Infrastruktura Energetyczna Programu FEnIKS omówili dotychczasowe doświadczenia, uzyskane w wyniku zakończonego naboru i oceny wniosków projektowych dotyczących sieci elektroenergetycznych.

5 grudnia i 10 stycznia przedstawiciele IGG uczestniczyli w spotkaniach zorganizowanych przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej oraz Ministerstwo Klimatu i Środowiska, a także JASPERS (*Joint Assistance to Support Projects In European Regions* – Wspólna Pomoc w Wspieraniu Projektów dla Europejskich Regionów), dotyczących „Poradnika weryfikacji inwestycji pod względem wpływu na klimat i adaptacji do zmian klimatu w okresie programowania UE 2021–2027”. Zgodnie z informacjami przekazanymi podczas konferencji poradnik będzie wykorzystywany przy realizacji Programu FEnIKS. Poradnik przekazany został operatorom sieci – członkom IGG.

13.03.2024 roku odbyło się spotkanie z przedstawicielami środowiska producentów biogazu i biometanu, mające na celu omówienie powstającego projektu standardu ST-IGG-3502 *Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej, część 2. Wymagania techniczne dla infrastruktury do przyłączania biogazowni do sieci gazowej*. Spotkanie wpisuje się w dotychczasowe inicjatywy IGG, mające na celu rozwój rynku biometanu w Polsce.

Trwają także prace nad projektami kolejnych dokumentów standardyzacyjnych. W grudniu zostały zatwierdzone przez KST i ustanowione przez Zarząd IGG wytyczne WT-IGG-4501 *Zalecenia przy projektowaniu i budowie infrastruktury do transportu paliw gazowych z domieszką wodoru*. Wytyczne od stycznia znajdują się w sprzedaży. W lutym do sprzedaży trafił znowelizowany standard ST-IGG-0206:2023 *Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego*.

IGG, na prośbę Ministerstwa Klimatu i Środowiska, przekazała do firm członkowskich „Podręcznik procedur administracyjnych OZE”, który stanowi kompendium wiedzy na temat odnawialnych źródeł energii. Zebrane od naszych członków uwagi zostały przekazane do MKiŚ.

W pierwszym kwartale 2024 roku IGG przekazała swoim członkom ponad 60 komunikatów i informacji dotyczących między innymi:

- konsultacji publicznych projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo budowlane” oraz niektórych innych ustaw,

- konsultacji społecznych rewizji Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności (KPO),
- konsultacji publicznych projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie wzorów oświadczeń składanych przez odbiorców paliw gazowych o przeznaczeniu paliwa gazowego w celu skorzystania ze szczególnych rozwiązań w związku z sytuacją na rynku gazu,
- zaproszenia do MKiŚ na spotkanie dotyczące funkcjonowania rynku paliwowo-naftowego w obliczu przyjętego przez Radę Unii Europejskiej XII pakietu sankcji przeciwko Federacji Rosyjskiej.
- Misji Handlowej dla Branży Wodorowej *Canadian Hydrogen Convention 2024* (23–25.04.2024 roku).
- informacji o IX Szczycie Inicjatywy Trójmorza oraz Forum Biznesu, organizowanych przez litewską administrację prezydencką i rządową (11.04.2024 – Wilno).
- spotkania informacyjnego NCBR, które poświęcone było naborowi „Ścieżka SMART – projekty realizowane w konsorcjach”,
- zaproszenia na bezpłatne szkolenie z zakresu prawa zamówień publicznych dla przedsiębiorstw z sektora MSP oraz osób zatrudnionych w tym sektorze,
- organizacji przez Instytut Fizyki Molekularnej PAN wystawy wodorowej oraz punktu informacyjnego o wodorze w ramach programu „Społeczna odpowiedzialność nauki”, organizowanego przez Ministerstwo Edukacji i Nauki.

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

- Karne wtorki: korupcja – jak jej przeciwdziałać w prywatnej organizacji – 27.02.2024 roku,
- Praktyczne problemy związane z podatkiem VAT w przetargach publicznych – 28.02.2024 roku,
- Waloryzacja kontraktów – bieżące wyzwania – 6.03.2024 roku.

W okresie 16–22 marca 2024 roku IGG zorganizowała wyjazd studyjny do Japonii (JAPAN HYDROGEN TOUR), podczas którego członkowie IGG mieli okazję przyjrzeć się realizacji japońskiej strategii wodorowej oraz inicjatywom badawczym i regulacyjnym leżącym u podstaw rozwoju sektora energetycznego.

Podczas 6-dniowego pobytu w Japonii uczestnicy odwiedzili:

- Centrum Wodorowe Fukushima (FH2R) – największy na świecie zakład produkcyjny wodoru, wykorzystujący energię odnawialną,
- Kawasaki KING SKYFRONT – międzynarodowe centrum innowacji,
- Zakład demonstracyjny SPERA HYDROGEN®, należący do Chiyoda Corporation,
- Elektrownię Ciepłą Hekinan (Hekinan, Prefektura Aichi), w której została zastosowana technologia współpalania paliwa amoniakalnego,
- Mitsubishi Heavy Industry Kobe/Takasago Hydrogen Park – zeroemisyjną elektrownia gazową,
- Elektrownię węglową w Kyushu, w której wykorzystuje się amoniak zamiast węgla.

IGG przygotowała konferencję „Wodór w transformacji energetycznej, która odbędzie się 4–5.04.2024 roku w Falentach koło Warszawy.

dokończenie na str. 23



Leszek Drabio

- **15 marca br.** ORLEN zawarł umowę sprzedaży Gas Storage Poland. Tym samym spełniony został warunek połączenia Orlenu i PGNiG. Nabywcą jest należący do Skarbu Państwa GAZ–SYSTEM – operator systemu przesyłowego. Sprzedaż jest realizacją warunku Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, postawionego przy zgodzie na połączenie ORLENU z PGNiG i ostatecznie przy pieczętowanej fuzji.

- **12 marca br.** Parlament Europejski przyjął nowelizację unijnej dyrektywy EPBD, która wprowadza nowe wymogi efektywności energetycznej dla budynków w Unii Europejskiej. Od 2030 roku nowe budynki mają być zeroemisyjne, a już istniejące mają być stopniowo modernizowane do takiego stanu do 2050 roku. Dyrektywa definiuje, jakie źródła ciepła będą mogły być instalowane w budynkach o tej charakterystyce. Nowelizacja nie zakazuje montażu ani eksploatacji kotłów gazowych, a 2040 rok nie jest wiążącą datą zakazu użycia paliw kopalnych do ogrzewania. Nadal dozwolone będzie oferowanie zachęt finansowych dla systemów hybrydowych z istotnym udziałem odnawialnych źródeł energii, takich jak kombinacja kotła gazowego z kolektorem słonecznym lub z pompą ciepła. Dyrektywa przewiduje też, że w budynkach bezemisyjnych – nowych i modernizowanych po 2030 roku – nie będzie można wykorzystywać samodzielnych kotłów, zasilanych wyłącznie paliwami kopalnymi, w tym węglem, gazem ziemnym i LPG pochodzenia kopalnego.

- **12 marca br.** Polska Spółka Gazownictwa zakończyła budowę sieci gazowej na terenie aglomeracji warszawskiej. Projekt obejmował modernizację około 59 km gazociągów w 12 dzielnicach Warszawy i jednej gminie podwarszawskiej. PSG zmodernizowała sieć w gminie Jabłonna i dzielnicach Warszawy: na Bielanach, Bemowie, Mokotowie, Pradze Południe, Pradze Północ, w Śródmieściu, Ursusie, Wawrze, Wesołej, Wilanowie, Włochach i na Woli. Przedsięwzięcie zostało dofinansowane ze środków unijnych. Jego wartość wyniosła około 45 mln zł, z czego 11 mln zł pochodziło z Unii Europejskiej.

- **7 marca br.** Dzięki wystrzeleniu MamineSAT, satelity śledzącego metan, który wyleciał na orbitę na pokładzie rakiety SpaceX, powstało nowe narzędzie do walki z emisją gazów cieplarnianych – podaje Financial Times. Jak mówi Steve Hamburg, główny badacz *Environmental Defense Fund*, grupy non-profit, która bada emisje metanu z amerykańskich zakładów naftowo-gazowych, „pierwszy raz będziemy mieli dane empiryczne dotyczące całego ekosystemu wydobywania ropy i gazu”.

- **27 lutego br.** Międzynarodowi dostawcy oferują europejskim konsumentom prawie 100 miliardów metrów sześciennych gazu w pierwszym przetargu średnioterminowym w ramach Platformy Energetycznej UE. W przetargu dotyczącym nowego, średnioterminowego produktu na zakup gazu w ramach Platformy Energetycznej UE złożono oferty na łączny wolumen 97,4 mld m³ gazu, co ma stanowić odpowiedź na zapotrzebowanie europejskich konsumentów. Za pośrednictwem mechanizmu Aggregate EU Komisja zarejestrowała wcześniej 34 miliardy metrów sześciennych zapotrzebowania na gaz od 19 przedsiębiorstw.

- **26 lutego br.** GAZ–SYSTEM podpisał umowę na dostawę

agregatów sprężarkowych do Tłoczni Gazu Lwówek. W trybie przetargu nieograniczonego wybrana została firma Solar Turbines Europe. Podpisana umowa obejmuje zamówienie trzech agregatów o łącznej mocy około 24 MW, sprężających gaz ziemny do ciśnienia 8,4 MPa. Podobne jednostki zostały zabudowane w ramach realizacji projektu *Baltic Pipe*. Ponadto, dostawca będzie nadzorować montaż i rozruch urządzeń, udzieli doradztwa technicznego, zapewni też serwis agregatów w okresie gwarancji. Wartość zawartego kontraktu to niemal 41 milionów euro. Dostawa agregatów rozpocznie się w sierpniu 2025 roku. Budowa Tłoczni Gazu Lwówek, wraz z rozbudową Węzła Lwówek, to jedno z głównych działań GAZ–SYSTEM realizowanych w ramach Programu Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT).

- **21 lutego br.** Polska Grupa Energetyczna zakontraktowała wykonawcę jednego z kluczowych projektów, niezbędnych do uruchomienia budowanego bloku gazowo-parowego w Rybniku. Połączenie węgla i gazu zmniejszy emisję CO₂ i zapewni jednostce rezerwowe zasilanie. Budowany w Rybniku blok gazowo-parowy o mocy 882 MW jest największą tego typu inwestycją w Polsce. Zastąpi on wyłączone bloki węglowe Elektrowni Rybnik, dostarczając energię dla 2 mln gospodarstw domowych i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne regionu.

- **19 lutego br.** Do pilotażowej aukcji w ramach Europejskiego Banku Wodoru, dotyczącej produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych w Europie, wpłynęły 132 oferty od projektów zlokalizowanych w 17 krajach europejskich. Całkowite wsparcie, o które wnioskowano, znacznie przekracza obecnie dostępny budżet, wynoszący 800 mln euro, zapewniony przez Fundusz Innowacyjny. Wszystkie oferty łącznie przewidują całkowitą planowaną moc elektrolizera, wynoszącą 8,5 gigawata (GWe). W okresie dziesięciu lat doprowadziłoby to do produkcji 8,8 mln ton wodoru odnawialnego. W ujęciu rocznym oznaczałoby to pokrycie prawie 10% ambicji UE REPowerEU w zakresie krajowej produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych w 2030 roku. Wnioskodawcy zostaną poinformowani o wynikach oceny w kwietniu/maju 2024 roku, a wybrani wnioskodawcy zostaną zaproszeni do przygotowania i podpisania umów o dofinansowanie.

- **17 lutego br.** Google zamierza rozwijać projekt satelitarny pozwalający śledzić emisje metanu z kosmosu. Nowy satelita Google ma okrążyć ziemię 15 razy dziennie, aby mierzyć emisje metanu. Ma skupiać się głównie na emisjach z sektora węglowodorów. Google będzie współpracował z *Environmental Defense Fund*. Największe emisje notowane są na Półwyspie Jamalskim, gdzie gaz wydobywa rosyjski Gazprom.

- **15 lutego br.** Komisja Europejska zatwierdziła, zgodnie z unijnymi zasadami pomocy państwa, projekt o nazwie IPCEI Hy2Infra, będący przedmiotem wspólnego europejskiego zainteresowania, mający na celu wsparcie infrastruktury wodorowej. Oczekuje się, że projekt zwiększy dostawy wodoru odnawialnego, zmniejszając w ten sposób zależność od gazu ziemnego i pomagając w osiągnięciu celów Europejskiego Zielonego Ładu i planu REPowerEU. Projekt IPCEI Hy2Infra został przygotowany i zgłoszony przez siedem państw członkowskich UE: Francję, Niemcy, Włochy, Holandię, Polskę, Portugalię i Słowację. Państwa członkowskie zapewnią

do 6,9 miliarda euro w ramach finansowania publicznego, co ma odblokować 5,4 miliarda euro w postaci inwestycji prywatnych. W ramach tego projektu 32 przedsiębiorstwa prowadzące działalność w jednym lub większej liczbie państw członkowskich, w tym małe i średnie przedsiębiorstwa, wezmą udział w 33 projektach.

- **15 lutego br.** Regionalny dyrektor ochrony środowiska (RDOŚ) w Gdańsku wydał postanowienie o natychmiastowej wykonaności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla budowy terminalu FSRU w Gdańsku. FSRU ma stać przy platformie cumowniczej około trzech kilometrów od brzegu. Projekt obejmuje również zbudowanie niezbędnej infrastruktury – zarówno podmorskiej, jak i lądowej. Otrzymał dofinansowanie z Komisji Europejskiej w ramach CEF (ang. *Connecting Europe Facility* – Łącząc Europę), maksymalna wysokość dofinansowania może wynieść około 19,5 miliona euro.

- **15 lutego br.** Unia Europejska wprowadziła nowy średnioterminowy przetarg w ramach platformy energetycznej Aggregate EU, dzięki któremu przedsiębiorstwa kupujące gaz mogą teraz określać swoje zapotrzebowanie na gaz na okres do pięciu lat, tj. do października 2029 roku.

- **14 lutego br.** Ministerstwo klimatu i środowiska przekazało dane, z których wynika, że w 2023 roku Polska zużyła mniej energii elektrycznej, ale spaliła więcej gazu ziemnego niż rok wcześniej. Według wstępnych, szacunkowych danych całkowite zużycie gazu ziemnego w 2023 roku wyniosło około 17 mld m sześć., co oznacza wzrost o około 2,8 procent w stosunku do roku poprzedniego.

- **8 lutego br.** Wojewoda Wielkopolski wydał dla GAZ–SYSTEM pozwolenie na budowę stacji regulacyjno-pomiarowej w Długiej Goślinie, ujętej wraz z gazociągiem przyłączeniowym w Programie Systemu Gazociągów Tranzytowych. Jego celem jest zwiększenie poziomu integracji gazociągu jamalskiego z Krajowym Systemem Przesyłowym.

- **8 lutego br.** Prezes URE uzgodnił Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej Gazu na lata 2024–2033. KDPR to dokument, w którym GAZ–SYSTEM, jako operator systemu przesyłowego, przedstawia prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową oraz możliwości pokrycia zapotrzebowania w kontekście rozwoju systemu oraz dywersyfikacji dostaw gazu i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Uzgodnienie planu dotyczy zarówno zakresu związanego z rozwojem infrastruktury Krajowego Systemu Przesyłowego, jak i Systemu Gazociągów Tranzytowych.

- **6 lutego br.** Niemcy ujawniły plany wydania 16 mld euro na inwestycje w nowe elektrownie gazowe o mocy 10 GW w ramach gruntownej modernizacji krajowej sieci energetycznej. Koalicja rządząca (CDU-SPD-Zieloni) ogłosiła, że nowa strategia stanowi „dodatek do konsekwentnej ekspansji energii odnawialnych” i jest kluczem do zapewnienia stałych dostaw energii „nawet w czasach, gdy jest mało słońca i wiatru”. Rząd określa elektrownie zasilane gazem kopalnym jako „nowoczesne, wysoce elastyczne i przyjazne dla klimatu”, ponieważ od połowy do końca lat 30. zostaną one przekształcone w elektrownie zasilane wodorem.

- **1 lutego br.** Maroš Šefčovič, wiceprzewodniczący wykonawczy do spraw Europejskiego Zielonego Ładu, stosunków międzyinstytucjonalnych i prognozowania, przemawiając podczas seminarium internetowego Platformy Energetycznej UE na temat przetargów średnioterminowych powiedział: – *Mechanizm wspólnych zakupów, który powstał za ledwie w kilka miesięcy i pod ogromną presją gospodarczą i polityczną kryzysu energetycznego, niewątpliwie okazał się wielkim sukcesem. Rynek wykazał duże zainteresowanie programem we wszystkich czterech ubiegłorocznych przetargach, a Aggregate EU udało się dopasować kupujących i sprzedających w transakcjach obejmujących ponad 42 mld m³ gazu. Patrząc w przyszłość, podczas gdy kupujący i sprzedający wciąż wzywają do przewidywalności rynku, udało nam się przygotować i osiągnąć porozumienie w sprawie nowych przepisów, które sprawią, że wspólne zakupy gazu staną się instrumentem trwałym. Dlatego będziemy nadal organizować wspólny zakup gazu na zasadzie dobrowolności, starając się jednocześnie go uatrakcyjnić.*

- **1 lutego br.** GAZ–SYSTEM wybrał japońskie linie Mitsui OSK Lines na dostawcę i firmę obsługującą pływającą jednostkę magazynowania i regazyfikacji (FSRU). Będzie też kontynuował rozmowy dotyczące warunków umowy czarterowej dla FSRU z firmą Mitsui OSK Lines.

- **31 stycznia br.** Rząd nie przewiduje budowy państwowego terminalu importu LPG spoza Rosji i uważa, że rok na odejście od dostaw z tego kierunku w Polsce wystarczy. „Rynek gazu LPG w Polsce jest rynkiem otwartym: nieregulowanym i bardzo rozdrobnionym. Z uwagi na jego skomercjalizowany charakter obecnie nie przewidujemy zaistnienia potrzeby budowy dużego, państwowego terminalu morskiego. Dotychczas funkcjonujące terminale morskie LPG w Polsce nie należą do Skarbu Państwa ani nie były finansowane z krajowego budżetu, tylko znajdują się w posiadaniu prywatnych spółek. Jest to sprawdzony model funkcjonowania, którego dotychczasowe działanie nie budziło zastrzeżeń” – czytamy w odpowiedzi resortu klimatu i środowiska na interpelację poselską, cytowanej przez Polską Agencję Prasową.

- **29 stycznia br.** Rada UE przyjęła zastrzone przepisy dotyczące stosowania gazów fluorowanych (F-gazów) i substancji zubożających warstwę ozonową (ODS), które obecnie odpowiadają za ponad 3% całkowitych emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. Nowe przepisy wyeliminują stosowanie wodorofluorowęglowodorów (HFC) – najpowszechniejszych fluorowanych gazów cieplarnianych – do 2050 roku. Do 2030 roku HFC, wprowadzane do obrotu w UE, zostaną stopniowo ograniczone o 95% poniżej poziomu z 2015 roku i zostaną całkowicie wycofane do połowy stulecia. Przepisy te ograniczą również stosowanie wszystkich fluorowanych gazów cieplarnianych w urządzeniach, w których dostępne są rozwiązania alternatywne przyjazne dla klimatu, takich jak pompy ciepła, rozdzielnice do przesyłu energii lub produkty wykorzystywane w sektorze ochrony zdrowia. Nowe obowiązki przyczynią się również do ograniczenia emisji F-gazów i SZWO z pianek izolacyjnych w starych budynkach i budynkach poddawanych renowacji.

- **29 stycznia br.** Stany Zjednoczone zawieszają na pewien czas wydawanie nowych zezwoleń na eksport LNG. Biały Dom zawi-

akończenie na str. 66

Perspektywy wykorzystania biometanu w polskiej gospodarce

Jakub Safjański

Gaz jako paliwo przejściowe transformacji energetycznej w UE

Przed wybuchem wojny w Ukrainie przewidywano, że gaz ziemny będzie paliwem przejściowym w transformacji energetycznej do czasu, aż możliwe będzie zastąpienie energii elektrycznej wytworzonej z gazu energetyką jądrową, a także technologiami magazynowania energii wytworzonej z OZE. Należą do nich sieciowe magazyny energii oraz systemy *Power to X*, czyli procesy wykorzystujące nadwyżki energii elektrycznej do wytworzenia nośników energii, takich jak wodór i amoniak czy e-metanol, których magazynowanie umożliwia w razie potrzeby przeprowadzenie procesu wytworzenia energii elektrycznej.

Wybuch wojny w Ukrainie 24 lutego 2022 roku zapoczątkował uniezależnianie się Europy od dostaw gazu z Rosji i zwrócenie szczególnej uwagi w polityce państw UE na bezpieczeństwo dostaw. Już w drugim kwartale 2022 roku odnotowano spadek dostaw gazu o 90% z kierunku Białorusi, o 51% z kierunku Ukrainy i znacznie mniejsze poprzez Nord Stream (-12%) oraz TurkStream (-14%)¹. Ostatecznie udział gazu z Rosji w gazie dostarczonym gazociągami do UE spadł z ponad 40% w 2021 roku do około 8% w 2023 roku, a biorąc pod uwagę także LNG, dostawy rosyjskie stanowiły niecałe 15% całego importu do UE².

Zmiany w łańcuchu dostaw gazu nie sprawiły jednak, że ten nośnik energii stracił na atrakcyjności. Świadczy o tym ogłoszony niedawno plan budowy czterech elektrowni gazowych w Niemczech o łącznej mocy do 10 GW, które w latach 2035–2040 będą gotowe do wykorzystania wodoru. Plan ten przewiduje również wsparcie publiczne inwestycji w wysokości 16 mld euro. O atrakcyjności gazu decydować będzie także jego cena rynkowa, która obecnie wróciła do poziomów przedwojennych, doprowadzając także do zmniejszenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach gazowych.

Transformacja w kierunku biogazu i biometanu w Unii Europejskiej

Polityczną odpowiedzią UE na zagrożenie bezpieczeństwa dostaw gazu było przedstawienie programu REPowerEU, który ma

doprowadzić do zdwersyfikowania zaopatrzenia w ten surowiec. Przewidziano zwiększenie produkcji biometanu do 35 mld m³ rocznie w 2030³ roku. Tymczasem, jak wynika z raportu *European Biogas Association*, choć produkcja biometanu w Europie wzrosła w 2022 roku prawie o 20% w stosunku do roku poprzedniego, to w wolumenie nastąpił przyrost z 3,5 tylko do 4,2 mld m³. Dużo korzystniej przedstawia się natomiast łączna produkcja biogazu i biometanu, która wyniosła 21 mld m³.

Interesujący okazuje się segment zużycia biometanu w Unii Europejskiej 22% zużyły budynki, 14% wykorzystano w przemyśle, 19% w transporcie, a 15% w wytwarzaniu energii elektrycznej⁴.

Biometan jest pełnoprawnym substytutem gazu ziemnego i możliwe jest jego zastosowanie w procesie technologicznym właściwym tego gazu. Ta niewątpliwa zaleta, jaką jest uniwersalność, oraz możliwość wykorzystania go jako narzędzia do obniżenia śladu węglowego w działalności gospodarczej sprawiają, że do czasu upowszechnienia się technologii wodorowych biometan będzie bardzo pożądanym, uniwersalnym paliwem, a potencjalne zapotrzebowanie wydaje się wyższe niż jego możliwa podaż. Należy liczyć się z brakiem dostępności tego surowca w przyszłości w ilościach wystarczających do zaspokojenia potrzeb różnych sektorów gospodarki. Zatem wykorzystanie biometanu do wytwarzania energii elektrycznej wydaje się niecelowe, ponieważ tę funkcję mogą pełnić tańsze inwestycyjnie biogazownie.

Na niską podaż biometanu negatywnie wpływają dość złożone procesy jego wytwarzania, wymagające stabilnych dostaw biomasy dostarczanej do biogazowni, oczyszczania biogazu do standardu biometanu z utratą prawie połowy wolumenu biogazu na skutek jego oczyszczenia i oddzielenia głównie CO₂, a następnie konieczność zapewnienia jego dystrybucji poprzez wybudowanie przyłączenia do sieci gazowej i – po spełnieniu wymagań technicznych – zatłaczanie go do sieci.

Dodatkowo, odpady dwutlenek węgla, wydzielany podczas produkcji biometanu, stanowi cenny zasób, który można wykorzystać w procesie wytwarzania e-metanolu. Poprzez zastosowanie odpowiednich technologii możliwe jest przekształcenie tego CO₂

Benchmarkowe ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny w Europie (TTF)



w e-metanol, który jest istotnym surowcem w wielu gałęziach przemysłu. Taka integracja procesów produkcyjnych pozwala nie tylko zmniejszyć emisje szkodliwych gazów cieplarnianych, ale także wykorzystać odpadowe produkty do generowania nowych, bardziej przyjaznych dla środowiska substancji chemicznych. Dzięki temu cyrkularnemu podejściu do produkcji można zminimalizować negatywny wpływ działalności przemysłowej na środowisko naturalne.

Alternatywą dla sieciowej dystrybucji biometanu jest wykorzystanie dodatkowej instalacji do skroplenia lub sprężenia i jego dostarczenie poprzez transport lądowy do odbiorcy jako bioCNG i bioLNG. Generuje to jednak dodatkowe koszty inwestycyjne i operacyjne. Podsumowując, biometanownia jest kosztowną inwestycją, która wymaga dużych nakładów finansowych w zakresie zarówno jej budowy, jak i użytkowania.

Wykorzystanie gazu ziemnego w Polsce

Zapotrzebowanie na gaz zgodnie z planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024–2033 GAZ–SYSTEM, po okresie spadku wywołanego wojną i wzrostem cen gazu, będzie rosnąć z 15,4 mld m³ w 2022 roku do 22–27 mld m³ rocznie po 2030 roku⁵. Założono redukcję popytu na paliwa gazowe w grupie odbiorców dotychczasowych, związaną przede wszystkim ze zwiększeniem udziału OZE w miksie energetycznym oraz z rozwojem technologii i wzrostem efektywności energetycznej instalacji zasilanych paliwem gazowym, a także z termomodernizacją budynków. Prognoza nie uwzględnia dostaw gazu z pominięciem systemu przesyłowego, a więc m.in. z biometanowni przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej.

Z punktu widzenia sektorów polskiej gospodarki – jak wskazują dane GUS za 2022 rok – zużycie gazu miało następujący rozkład w zużyciu ogółem:

- 43,2% w przemyśle i budownictwie, w tym jako wsad w koksowniach i rafineriach,
- 15,1% w sektorze energii,
- 1,1% w transporcie,
- 40,6% w sektorze drobnych odbiorców⁶.

Najwięcej gazu ziemnego zużyto w województwach mazowieckim (22,6% zużycia w kraju), śląskim (10,7%) i małopolskim (8,7%), a najmniej w województwach podlaskim (1,2%), warmińsko-mazurskim (1,3%) i świętokrzyskim (2,2%). Wskaźniki regionalnego zużycia gazu mogą być pomocne przy określeniu optymalnych lokalizacji biogazowni wyposażonych w instalacje oczyszczania do standardu biometanu. W pewnym uogólnieniu będą to obszary uprzemysłowione i zurbanizowane, co jednak może rodzić wyzwania związane z dostępnością substratu dla biogazowni w najbliższym jej otoczeniu.

Z punktu widzenia regionalizacji warto przyjrzeć się sytuacji województwa mazowieckiego, w którym uboczne produkty działalności rolniczej oraz odpady biologiczne pochodzące z gospodarstw rolnych i przetwórstwa żywności występują w dużych ilościach, ale nie są w pełni zagospodarowywane do potrzeb energetycznych Mazowsza. Region jest liderem w produkcji bydła mlecznego i hodowli drobiu. To właśnie w takich miejscach powstają uboczne produkty działalności rolniczej oraz odpady biodegradowalne, mogące stanowić surowiec w biogazowniach rolniczych oraz innych instalacjach biogazu. Mazowsze ma więc duży potencjał do rozwijania w nim działalności wytwarzania biometanu.

Perspektywa wykorzystania biometanu jako substytutu gazu ziemnego

Polski potencjał wytwarzania biometanu szacuje się na około 7–8 mld m³ rocznie. Nawet w przypadku tylko częściowej realizacji tego potencjału, miałby on zastosowanie do wielu sektorów polskiej gospodarki, której istotnym komponentem jest przemysł. Ten sektor odpowiada obecnie za około 24% polskiego PKB i w wielu przypadkach jest ukierunkowany na eksport.

Z uwagi na sprawozdawczość zrównoważonego rozwoju, jaka zaczyna obowiązywać duże przedsiębiorstwa notowane publicznie w 2024 roku, ambitne cele redukcji śladu przez wiele międzynarodowych korporacji i politykę finansowania przez banki, z uwzględnieniem śladu węglowego przy ocenie finansowania przedsięwzięć, polski przemysł stanął wobec wyzwania przeprowadzenia szybkiej transformacji w kierunku źródeł odnawialnych oraz oszczędności energii. Poszukiwane są sposoby zastąpienia gazu ziemnego w procesach produkcyjnych gazami zdekarbonizowanymi, za jakie uznaje się zielony wodór oraz biometan, albo przeprowadzenie elektryfikacji tych procesów i wykorzystanie źródeł OZE do wytwarzania energii elektrycznej.

Jak wynika z polityki firm przemysłowych, zrzeszonych w Konfederacji Lewiatan, nie ma jednej drogi do dekarbonizacji działalności przemysłowej, ponieważ przyjmowane są różne modele w obrębie tego samego sektora wytwórczego. W przypadku sektora materiałów budowlanych obserwujemy plany wykorzystania biometanu i biomasy jako paliwa produkcyjnego. Alternatywną drogą jest wykorzystanie mieszanki wodoru (10%) i gazu ziemnego (90%) jako technologii przejściowej do czasu wdrożenia wodoru w dłuższej perspektywie.

Naturalnym odbiorcą biometanu jest sektor ciepłownictwa, który staje przed koniecznością wycofania paliwa węglowego stosowanego w elektrociepłowniach. Na przykład strategia Grupy Veolia w Polsce zakłada odejście od wykorzystywania węgla w procesie produkcji energii i ciepła do 2030 roku, a osiągnięcie neutralności klimatycznej w perspektywie do 2050 roku. Modelem dekarbonizacji ciepłownictwa jest przejście na biomasę i gaz ziemny, który będzie stopniowo zastępowany biometanem, a później wodorem odnawialnym.

Zarówno wytwórcą, jak i odbiorcą biometanu mogłyby stać się zlokalizowane w Polsce browary – z uwagi na działające od wielu lat przykładowe biogazownie, wykorzystujące m.in. poprodukcyjne osady ściekowe. Byłby to bardzo dobry przykład zastosowania polityki gospodarki obiegu zamkniętego, ponieważ biometan byłby wykorzystywany bezpośrednio do procesów produkcyjnych tego browaru.

Na odrębną analizę zasługuje szczególnie ważny dla polskiego przemysłu sektor automotive. Obecnie odpowiada on za 8% krajowego PKB i planuje wykorzystanie biometanu do dekarbonizacji swojej działalności.

Największym producentem samochodów w Polsce jest Volkswagen Poznań. Jego udział sięgnął 53,8 proc. w krajowej produkcji samochodów osobowych i lekkich dostawczych i był o 4,6 pp. wyższy niż rok wcześniej. Dwa zakłady należące do spółki Volkswagen Poznań wyprodukowały łącznie 226 tys. aut osobowych i lekkich dostawczych, o 19,8 proc. więcej niż rok wcześniej.

Natomiast Fabryka Samochodów Osobowych Stellantis w Tytach wyprodukowała 167,1 tys. aut, o 1,2% mniej niż w 2021 roku. Stellantis w 2021 roku zakończył produkcję aut osobowych

w gliwickiej fabryce i w pobliżu wybudował nowy zakład do produkcji dużych aut dostawczych, nazwany Fabryką Dużych Samochodów Dostawczych Stellantis w Gliwicach. Wyjechało z niego 27 tys. samochodów dostawczych⁷.

Ogółem, w 2022 roku działające w Polsce zakłady zwiększyły produkcję o 9,6% w porównaniu z 2021 rokiem. Ze wszystkich fabryk – według danych dostarczonych przez producentów – wyjechało 420,1 tys. samochodów osobowych i lekkich dostawczych.

Zakłady produkcyjne mają do zrealizowania ambitne cele redukcji emisji do poziomu *net-zero* wcześniej, niż określają te cele klimatyczne UE. W przypadku grupy Stellantis ma to nastąpić już w 2038 roku, podczas gdy grupa Volkswagen określiła ten cel na 2040 rok. Produkcja aut jest ukierunkowana na eksport. Z uwagi na eksportowy kierunek produkcji działalność sektora automotive w Polsce wiąże się z koniecznością wykazania obniżenia śladu węglowego.

Oznacza to, że krajowe zakłady produkcyjne będą musiały przeprowadzić kompleksową modernizację zakładów poprzez inwestycje we własne źródła OZE, w tym w biometan. Zastąpi on takie procesy produkcyjne jak podgrzewanie aluminium i lakierowanie, będzie wykorzystany także jako źródło ciepła w halach produkcyjnych.

Przechodząc od wytwarzania aut do sektora transportu, rolę paliwa transportowego może pełnić bioCNG i bioLNG, zwłaszcza w transporcie ciężkim, którego dekarbonizacja niesie największe wyzwania. Wskaźnik udziału OZE w sektorze transportu w 2022 roku wyniósł zaledwie 5,53%. Wskaźnik ten w przyszłości powinien się poprawić z uwagi na wejście na rynek benzyny B10 z 10-procentowym udziałem biokomponentu – składnika odnawialnego w paliwie. Brak wdrożenia dyrektywy RED II w obszarze transportu wstrzymuje jednak rozwój rynku dla biometanu, ponieważ projekt ustawy wdrażającej dyrektywę RED II w transporcie przewidywał wprowadzenie obowiązku dla rafinerii, aby od 2026 roku zapewniały określony udział biometanu w paliwach ciekłych i gazowych wprowadzonych do obrotu⁸.

Dyrektywa RED III wprowadza dodatkowe wymogi dotyczące produkcji biopaliw, nakładając na nas obowiązek spełnienia jeszcze wyższych standardów ekologicznych i energetycznych. Nowe przepisy wymagają od nas nie tylko zwiększenia udziału biopaliw w ogólnej produkcji paliw, ale skupiają się także na zrównoważonym wykorzystaniu surowców, minimalizacji negatywnego wpływu na środowisko oraz promowaniu innowacyjnych rozwiązań technologicznych.

Problemy z przyłączeniem do sieci gazowej instalacji wytwarzania biometanu

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy „Prawo energetyczne”, operator sieci dystrybucyjnej gazowej zawiera umowę o przyłączenie, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii. Oznacza to, że w przypadku braku tych przesłanek operator może odmówić przyłączenia biometanowni do sieci. Na etapie planowania inwestycji wskazana jest jednak większa przewidywalność co do możliwości uzyskania przyłączenia.

Wydaje się, że niewiele zmieni wprowadzenie w tym zakresie regulacji art. 7 ust. 1e, zgodnie z którym w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, służącej do wytwarzania biometanu, z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru

we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, operator wskazuje wnioskodawcy najbliższą lokalizację alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne. Nowa lokalizacja może być bowiem nieuzasadniona ekonomicznie z punktu widzenia przyszłego wytwórcy biometanu.

Za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, a za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia (art. 8 ust. 1 i 1a).

Problem przyłączenia do sieci jest szczególnie ważny z punktu widzenia dostępu do systemu wsparcia, który obejmuje wytwórców biometanu w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW. Warunkiem uzyskania wsparcia jest bowiem konieczność fizycznego wprowadzenia biometanu do sieci gazowej. Dzięki systemowi wsparcia wytwórca uzyska gwarancję dopłaty w przypadku sprzedaży biometanu po cenie niższej niż cena referencyjna, którą określa rozporządzenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska. System dopłaty do ceny rynkowej w okresie nawet do 20 lat umożliwi łatwiejsze uzyskanie finansowania dzięki większej przewidywalności opłacalności inwestycji w dłuższym terminie.

Rada OZE Konfederacji Lewiatan w swojej propozycji cen referencyjnych dla biometanu uwzględniła, iż koszt podłączenia biometanowni do sieci gazowej w Polsce będzie znacznie wyższy niż w Europie Zachodniej, gdzie nasycenie sieciami jest większe. Oczywiście, można budować biometanownie na terenach bardziej zurbanizowanych, na których istnieją sieci gazowe, jednak może to przełożyć się na protesty społeczne, ale też wpływać na efektywność. Większość substratów będzie trzeba dowozić, co generuje dodatkowy ślad węglowy, a przy instalacjach większych niż ekwiwalent 1 MW tworzy to dodatkowe problemy logistyczne.

Biometan jako niewykorzystana szansa dla polskiej gospodarki

Skrajnie niski poziom rozwoju biogazowni pokazuje, że również w przypadku biometanu realne jest fiasko rozwoju tej technologii, ze szkodą dla polskiej gospodarki i przedsiębiorstw, które będą musiały szukać innych alternatyw dla biometanu, niekoniecznie optymalnych technologicznie i kosztowo. Tracimy również korzyści z inwestycji przemysłowych, które nie powstały w Polsce z powodu braku dostępu do biometanu. W przyszłości w Polsce biometan może zostać pozyskany za granicą, a duży potencjał do jego sprzedaży będzie miała Ukraina.

Aby zwiększyć w naszym kraju potencjał biometanu, potrzebne jest rozszerzenie systemu wsparcia również wtedy, gdy nie dochodzi do jego zatłoczenia do sieci gazowej. Obecnie wsparcie ogranicza obszar rozwoju biometanowni do przypadków, kiedy możliwe jest przyłączenie instalacji do sieci gazowej. Pożądanym jest jednak rozwój biometanowni pozasiłowych, również w modelu skraplania i sprężania biometanu albo biometanowni zintegrowanych z zakładem przemysłowym. Biometan, jako samodzielne paliwo transportowe albo biokomponent zaawansowany, daje nadzieję na poprawę bardzo niskiego wskaźnika zużycia energii z OZE w transporcie.

Skuteczny system wsparcia prosumentów, oparty na dotacjach z NFOŚiGW, uldze podatkowej oraz korzystnym systemie rozliczeń ze sprzedawcą energii, doprowadził do dynamicznej

go rozwoju sektora mikroinstalacji PV, który obejmuje już około 1,5 mln instalacji prosumenckich. Przy tworzeniu skutecznej polityki publicznej wsparcia biometanu potrzebne jest skoncentrowanie dostępnych sposobów wsparcia, aby ta technologia mogła zacząć rozwijać się i upowszechniać. Kluczowy jest zwłaszcza początkowy okres rozwoju.

Mechanizm wsparcia dla biometanu powinien mieć zatem charakter kompleksowy i obejmować rozszerzenie systemu dopłat do ceny rynkowej (FIP) o instalacje niewprowadzające biometanu do sieci oraz o instalacje o większej mocy, a także wsparcie inwestycyjne dla biometanowni, w tym odrębny program wsparcia dla budowy instalacji zaopatrującej bezpośrednio odbiorcę przemysłowego w biometan. Dzięki temu możliwe będzie powstanie rynku biometanu w Polsce z korzyścią dla wielu gałęzi gospodarki. Brak powstania takiego rynku negatywnie wpłynie na planowane procesy dekarbonizacji.

Jakub Safjański, dyrektor Departamentu Energii i Zmian Klimatu, Konfederacja Lewiatan

¹ https://commission.europa.eu/news/new-reports-highlight-2nd-quarter-impact-gas-supply-cuts-2022-10-17_en

² <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>

³ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en

⁴ https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/PR_EBA-Statistical-Report-2023.pdf

⁵ <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

⁶ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-paliw-i-nosnikow-energii-w-2022-roku,6,17.html>

⁷ <https://www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Roczniki-i-raporty/Rocznik-PZPM-Raport-branzy-motoryzacyjnej-2023-2024>

⁸ Projekt UC 110.

Znowelizowana ustawa o OZE

oraz wpływ przyjętych regulacji na rynek biometanu w Polsce

Marek Pitula

Nowelizacja ustawy o OZE, która weszła w życie w październiku br., wprowadziła przepisy będące podstawą do stworzenia rynku biometanu w Polsce.

Prace nad zmianami ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2015 roku trwają w zasadzie bez przerwy od dnia jej uchwalenia, z mniejszym lub większym nasileniem, zazwyczaj była to średnio jedna większa lub mniejsza nowelizacja rocznie.

Ostatnie zmiany procedowano prawie trzy lata, przy czym ich zasadniczy kształt był znany już dwa lata temu.

Istota i mnogość zmian nie uzasadniają tak długiego czasu procesu legislacyjnego, ale już się do tego przyzwyczailiśmy. Ostatecznie wszyscy znają się na OZE, a rozwiązania dotyczące w zasadzie marginalnego sektora OZE, jakim jest biogaz, a teraz również biometan, budzą dziwnie duże i całkiem nieproporcjonalne zainteresowanie.

Jak wygląda kolejny „bilans otwarcia”?

Polska jest pariasem Europy w rozwoju sektora biometanu, oczywiście biorąc pod uwagę rozmiar naszego kraju, liczbę mieszkańców oraz potencjał substratowy. W połowie 2023 roku mieliśmy 376 instalacji biogazowych (produkujących w zasadzie tylko energię elektryczną i w praktyce trochę ciepła w kogeneracji) i ani jednej instalacji biometanowej. Łączna moc zainstalowana wynosiła 286 MW, a średnie wykorzystanie mocy zainstalowanej w 2022 roku nie przekraczało 60%.

Gdyby te wszystkie instalacje zaczęły nieoczekiwanie produkować biometan ze 100-procentowym wykorzystaniem możliwości produkcji biometanu (oczywiście *science fiction*), to dysponowalibyśmy mocą gazową około 700 MW, co przy powyższym założeniu (100%) oznaczałoby produkcję nieco ponad 500 mln Nm³ rocznie (0,6132 TWh).

Tymczasem w Europie w 2021 roku łączna produkcja biogazu i biometanu wyniosła 196 TWh lub 18,4 mld m³ energii, co oznacza, że nasz (oczywiście hipotetyczny) udział w produkcji energii biogazowej wyniósłby 0,3% produkcji europejskiej (przy 8-procentowym udziale w liczbie mieszkańców).

Obecna produkcja samego biometanu stanowi 4,5% zużycia gazu w Unii Europejskiej w 2021 roku, przy czym są bardzo duże różnice między poszczególnymi krajami.

Rekordzistą jest Dania, w której udział biometanu w sieci systematycznie rośnie i obecnie osiąga prawie 50% – dzięki wzrostowi produkcji biometanu i spadkowi zużycia gazu ziemnego w mikrosieci energetycznym tego kraju. Jest bardzo prawdopodobne, że w 2030 roku Dania zaspokoi wszystkie swoje potrzeby gazowe za pomocą biometanu i uzyska nadwyżkę, którą zapewne upłynni u nas (przez *Baltic Pipe*).

Po stwierdzeniu tego niezbyt wesołego faktu czas na nieco optymizmu i wprowadzenie magicznego słowa potencjał. Otóż, od kilku lat obserwuję ewolucję pewnej liczby – w oryginale po-

dawało się „liczbę-zakłęcie” czyli 7–8 mld Nm³ (czyli od 7 do 8) potencjału biometanowego rocznie (z punktu widzenia posiadanych substratów). W pewnym momencie ktoś się pomylił i rozpoczęło się powielanie liczby 7,8 mld, czyli niezwykle precyzyjnej liczby, która z rzeczywistością ma mniej więcej tyle wspólnego, co informacja, że w Polsce zasoby węgla kamiennego szacowane są na 60 mld Mg (ton), co przy rocznym wydobyciu 54 mln oznacza zapasy na ponad 1000 lat, ale specjaliści wiedzą, że tak naprawdę jest tego wielokrotnie mniej.

Wróć jednak do tej przykładowej Danii. Kiedy dowiedziałem się o tym malejącym zużyciu gazu ziemnego, zapytałem Duńczyka – kolegę z branży – czym się wobec tego ogrzewają? Popatrzył na mnie nieco zdziwiony i powiedział, że u nich ogrzewanie gazem ziemnym uważa się za marnotrawstwo. Przecież energia elektryczna z wiatraków jest zdecydowanie tańsza, dlatego biometan (a równocześnie gaz ziemny) powinien być używany na przykład w procesach technologicznych.

Potem rozpoczęliśmy rozmowę o substratach wykorzystywanych w polskich biogazowniach w kontekście relacji między wielkością zużycia kilku wiodących substratów (wagowo) a ich rzeczywistą produkcją. Okazało się, że w oborniku, którego zużywamy do produkcji biogazu około kilkunastu setnych procentu, nasi sąsiedzi osiągają kilkadziesiąt procent.

Z punktu widzenia potencjału surowcowego jesteśmy prawdopodobnie najbardziej obiecującym rynkiem inwestycyjnym w Europie. Ale chyba jesteśmy również najtrudniejszym rynkiem inwestycyjnym z punktu widzenia ograniczeń administracyjnych, przesyłowych i przyłączeniowych zarówno dla sieci elektroenergetycznych, jak i gazowych. Na szczęście, w ostatnich kilku miesiącach nastąpiła wyraźna poprawa w otoczeniu formalnoprawnym.

Mamy za sobą nowelizację ustawy o OZE, wprowadzającą m.in. pojęcie biometanu, określającą system świadectw pochodzenia, system wsparcia operacyjnego i wiele innych kwestii, w tym wprowadzanie biometanu do sieci gazowych, budowę linii bezpośrednich, a także kwestie biometanu wykorzystywanego w transporcie.

Biogaz jest już dobrze znanym źródłem energii odnawialnej, wytwarzanym w procesie fermentacji beztlenowej biomasy/substratów. Jest to prawdopodobnie najbardziej uniwersalne i wydajne biopaliwo pod względem możliwych do wykorzystania surowców i zastosowań energetycznych.

Biometan jest biogazem o wysokiej zawartości metanu (ustawowo jest to co najmniej 34 MJ/Nm³ – ciepło spalania), wynikającej z odseparowania dwutlenku węgla od metanu. Biogaz jest bowiem mieszaniną co najmniej tych dwóch gazów, z niewielką, ale kłopotliwą domieszką siarkowodoru, tlenku węgla, pary wodnej oraz azotu.

Regulacyjnie, zgodnie z art. 2 pkt 3c ustawy o OZE, biometan jest to gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddanych procesowi oczyszczenia, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe albo wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu.

Zaletą biometanu jest jego pochodzenie z fermentującej suchej masy organicznej, przy zachowaniu większości lub prawie wszystkich parametrów metanu. Pozwala to na wykorzystanie biome-

tanu do wszystkich zastosowań gazu ziemnego bez żadnych lub prawie żadnych modyfikacji infrastruktury gazowej. Szczególną zaletą biometanu w formie skroplonej (tzw. bioLNG) jest zdolność do magazynowania energii. Zbiornik o kubaturze kriogenicznej, np. cysterny samochodowej o wadze 18 Mg, posiada energię 260 MWh, czyli przy obrazowym porównaniu ilość energii magazynowanej w ponad 100 tysiącach akumulatorów żelowych (jeden akumulator 12 v 200 Ah jest w stanie zmagazynować około 2,4 kWh). BioLNG może być również stosowany bezpośrednio jako paliwo transportowe, bez żadnych modyfikacji czy przerobu.

Nowy system wsparcia dla biometanu będzie oparty na cenie referencyjnej równej cenie gwarantowanej, czyli dopłatach do ceny rynkowej. 14 listopada 2023 roku ogłoszono rozporządzenie ministra klimatu i środowiska w sprawie ceny referencyjnej dla biometanu. Na jego podstawie po raz pierwszy wyznaczono poziom ceny referencyjnej dla biometanu, która wynosi 538 zł za 1 MWh dla instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu z biogazu i 545 zł za 1 MWh dla biometanu z biogazu rolniczego.

To dobra cena, po przeliczeniu według aktualnego kursu 125 euro/MWh, obecnie chyba najwyższa w UE, motywująca do inwestycji i umożliwiająca rozliczenie w sensownym okresie otrzymanego wsparcia inwestycyjnego (zgodnie z zasadą unikania podwójnego wsparcia), które jest niezbędne ze względu na wysokie koszty inwestycyjne dla tego typu instalacji.

Niestety, wprowadzono też ograniczenie systemu wsparcia do ekwiwalentu elektrycznego mocy zainstalowanej w wysokości 1 MW_{el}, co oznacza maksymalną produkcję biometanu ze wsparciem do niewiele ponad 2 mln metrów sześciennych biometanu rocznie. To ograniczenie istotnie zmniejsza opłacalność inwestycji, powoduje niepotrzebne zwiększenie liczby procedur administracyjnych dla większej liczby inwestycji (o ile do nich dojdzie), duże nakłady inwestycyjne jednostkowe na przykład w przyłącza (koszt przyłącza gazowego do sieci nie wykazuje zależności liniowej w relacji do wolumenu przesyłu), podobnie jak w instalacje do uzdatniania biogazu do biometanu.

Ta regulacja może być przejściowa, jest dość prawdopodobne, że w następnym roku dojdzie do kolejnej nowelizacji, poprzedzonej właściwą notyfikacją podwyższenia progu wsparcia do Unii Europejskiej.

Biomethane Industrial Partnership w ramach prac grupy zadaniowej 4, mających na celu zapewnienie wglądu w najlepsze praktyki w zakresie wydajnej i taniej produkcji biometanu oraz wtłaczanie gazu do sieci, w październiku ub.r. opublikowała dane dotyczące całkowitej zdolności produkcyjnej biometanu reprezentatywnej próby, wynoszącej ponad 3,5 TWh biometanu, co stanowi ponad 10% produkcji biometanu w UE w 2022 roku.

Średni koszt produkcji i uszlachetniania biogazu wyniósł 84 euro/MWh dla mniejszych instalacji, o wydajności od 300 do 780 Nm³/h biometanu (w przybliżeniu średnia wielkość instalacji w UE), obniżając się do 54 euro/MWh dla dużych instalacji, o wydajności >1200 biometanu/h. Dane dotyczące kosztów zostały zebrane za 2021 rok, ponieważ 2022 rok był rokiem kryzysowym dla cen energii w połączeniu z wysoką inflacją.

Jak wskazuje ten wynik, ekonomia skali jest silna w produkcji biometanu. Jest to szczególnie prawdziwe w przypadku kosztów inwestycyjnych (CAPEX), przy czym mniejsze instalacje mają koszty 2–3 razy wyższe na MW mocy niż koszty inwestycyjne większych instalacji biometanu.

Koszty operacyjne wykazują niewielki spadek wraz ze wzrostem wielkości instalacji, choć pozostają w dużej mierze porównywalne.

W przypadku surowców koszty płacone na wejściu wahają się od -94 euro/MWh do +43 euro/MWh biometanu, przy średniej wynoszącej 2 euro/MWh.

Ta duża rozpiętość wynika z tego, że wykorzystanie różnych rodzajów surowców może wiązać się z różnymi kosztami. Surowce pochodzące z publicznych strumieni odpadów, takich jak stałe odpady komunalne i osady ściekowe, często są dostarczane bezkosztowo lub z otrzymaną opłatą na wejściu dla producenta biometanu, z zakresem w tym badaniu od -94 euro/MWh do 0 euro/MWh biometanu.

Oprócz tego zgłoszenia wskazują, że istnieje duża różnica w strukturze kosztów produkcji biometanu przy użyciu takich „publicznych” surowców w porównaniu z innymi. Koszty kapitałowe i operacyjne obróbki wstępnej oraz koszty przestrzegania przepisów generalnie są wyższe w przypadku korzystania z publicznych surowców.

Po dodaniu tych kosztów do kosztu surowca okazuje się, że całkowite koszty związane z surowcami zarówno dla publicznych, jak i niepublicznych mieszanek surowców, są porównywalne i wynoszą średnio 35–45 euro/MWh.

Istotne jest porównanie kosztów biometanu. Jeśli weźmie się pod uwagę gaz ziemny z sieci i cenę CO₂ w EU ETS, cena gazu ziemnego i koszt emisji dwutlenku węgla w 2024 roku mogą być na poziomie ok. 64 euro/MWh (bez marży producenta), czyli po uwzględnieniu tej marży wyniosą co najmniej 100–110 euro/MWh (marża nie jest równoznaczna z zyskiem). Biometan będzie więc istotnie droższy aniżeli gaz ziemny.

Bardzo duże instalacje biometanowe, korzystające z „publicznych” substratów mogą w dłuższym okresie zbliżyć się do poziomu cen detalicznych gazu ziemnego (w zaopatrzeniu odbiorców liniami bezpośrednimi lub sieciami dedykowanymi).

Jednak to porównanie kosztów uwzględnia wycenę redukcji emisji z EU ETS, podczas gdy redukcja emisji w niektórych trudnych do ograniczenia zastosowaniach końcowych, która może mieć wpływ na koszty i jest zależna od polityki krajowej i warunków krajowych, nie została jeszcze uwzględniona.

Porównanie kosztów nie uwzględnia też pełnych korzyści płynących z biometanu, ponieważ jest on nie tylko nośnikiem energii, ale także czynnikiem umożliwiającym wiele ważnych zrównoważonych procesów, np. zrównoważone rolnictwo o obiegu zamkniętym, i można go uznać za istotną część inwestycji w lokalne gospodarki wiejskie.

Usunięto więc kilka podstawowych barier w rozwoju rynku biometanu w Polsce – regulacyjną i finansową (w sensie operacyjnym). Bariera inwestycyjna będzie prawdopodobnie usunięta niejako „naturalnie” – przez napływ znacznych środków z funduszy europejskich (np. w ramach programu REPowerEU aż 37% środków przeznaczonych będzie na sektor biometanu. W przypadku Polski są to środki wystarczające do wsparcia inwestycyjnego dla kilkuset instalacji.

Zgodnie z ustawą, wytwarzanie biometanu z biogazu będzie wymagać wpisu do rejestru wytwórców biogazu, prowadzonego przez prezesa URE. Natomiast działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego, zgodnie z art. 23 pkt 3 ustawy o OZE, będzie wymagać wpisu do rejestru

wytwórców biogazu rolniczego, prowadzonego przez dyrektora generalnego KOWR. Pojawiają się nowe pojęcia, takie jak producent biometanu z biogazu, producent biometanu, a pozostaną dotychczasowi producenci energii elektrycznej z biogazu, producenci biogazu wykorzystywanego do celów innych niż produkcja energii elektrycznej (biogaz rolniczy i biogaz inny).

Współpraca instalacji biometanowych z sieciami dystrybucyjnymi i przesyłowymi

Od wielu lat stoję na stanowisku koncyliacyjnego podejścia do kwestii przyłączy do sieci gazowych. Rozumiem realia i uwikłania anachronicznych często rozwiązań systemowych, niechęć do podejmowania się nowych zadań, szczególnie gdy są tylko nowym kłopotem, często bez należytego wynagrodzenia.

Przyłączenia instalacji wytwarzających biometan do sieci – nowe przepisy przewidują preferencje dla przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej. W przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, służącej do wytwarzania biometanu, z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych wskazuje wnioskodawcy najbliższą lokalizację alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne.

Jeśli przedsiębiorstwo energetyczne, mimo wystąpienia przez odbiorcę z kompletnym wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia, odmawia zawarcia umowy, to na nim spoczywa ciężar udowodnienia braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia i tylko w przypadku ustalenia, że taki przypadek ma zastosowanie, przedsiębiorstwo może odmówić umowy o przyłączenie.

Pierwszeństwo przesyłu energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii

Zgodnie ze znowelizowaną ustawą „Prawo energetyczne”, operatorzy systemów elektroenergetycznych w obszarze swojego działania zobowiązani są zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej z OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji.

Elementy interesujące dla gazownictwa

W czerwcu ub.r. w wykazie Rządowego Centrum Legislacji opublikowano projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Pod koniec października projekt znajdował się w końcowym etapie notyfikacji, następnie został skierowany do podpisu ministra i do ogłoszenia. W uzasadnieniu do projektu rozporządzenia podkreślono, że jego celem jest uelastycznienie procesu przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci dystrybucyjnej gazowej.

Ustawodawca zauważył, że jednym z najistotniejszych działań, mających na celu umożliwienie załączania biometanu do sieci gazowej, jest określenie precyzyjnych i adekwatnych do rzeczywistych wymagań jakościowych dla wszystkich gazów załączanych do sieci gazowej, zwłaszcza w zakresie poziomu ciepła spalania tych gazów.

Biometan, z uwagi na określone ciepło spalania (ciepło spalania 100% metanu o 39,831 MJ/Nm³ w warunkach normalnych, w niektórych obszarach rozliczeniowych nie mieści się w granicach dopuszczalnej różnicy w średniej wartości ciepła spalania w danej dobie, zmierzonej w danym punkcie wyjścia. Skutkuje to brakiem możliwości wydania warunków przyłączeniowych przez dystrybutora ze względu na zbyt niski poziom ciepła spalania biometanu w obszarach, w których udział skroplonego gazu ziemnego (LNG) w sieci jest stosunkowo wysoki. Rozszerzenie procentowej granicy dopuszczalnych różnic w średnich wartościach ciepła spalania w ramach obszaru rozliczeniowego rozszerzy możliwość wydawania warunków przyłączeniowych dla biometanowni.

W zakresie wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu biometanowni do sieci gazowej przedmiotowa nowelizacja zmienia zakres § 40 rozporządzenia systemowego, tj. przewiduje, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych w przypadku wprowadzania biometanu do sieci w wyznaczonym obszarze rozliczeniowym zapewnia, aby wyznaczona dla tego obszaru średnia wartość ciepła spalania paliw gazowych dla danej doby nie różniła się więcej niż o ±4% od wartości ciepła spalania paliw gazowych, określonej w którymkolwiek punkcie tego obszaru. Zmiana ta ma na celu przede wszystkim umożliwienie operatorowi wskazania możliwego miejsca przyłączenia dla biometanowni, która wytwarza biometan o poziomie ciepła spalania spełniającym minimum wymagane w sieci dystrybucyjnej, tj. w wysokości 38 MJ/m³, w takich obszarach rozliczeniowych ciepła spalania, w których operator odnotowuje maksymalną średnią ciepła spalania w wysokości 43,2 MJ/m³ (zatem różnice w średnich są wyższe niż obowiązujące aktualnie na terenie całego kraju ±3%). Różnice w średnich wartościach ciepła spalania są nieuniknione, a problem wynika głównie stąd, że obecnie system gazowy w dużej mierze jest zasilany przez wzmożone dostawy

skroplonego gazu ziemnego o wysokim cieple spalania z terminalu skroplonego gazu ziemnego (LNG). Wprowadzenie przedmiotowej regulacji jest kluczowe w związku z rozwojem rynku biometanu w Polsce i stanowi odpowiedź na postulaty zgłaszane w ramach konsultacji publicznych poprzedniej wersji projektu rozporządzenia.

W listopadzie 2023 roku w 300 obszarach taryfowych PSG średnie ciepło spalania wynosiło 40,905 MJ/Nm³, przy czym maksymalna wartość wynosiła 43,250 MJ/Nm³, a minimalna 38,293 MJ/Nm³.

Uważam, że „bezpieczna” dla współpracy pomiędzy siecią a producentem biometanu jest 97-procentowa zawartość metanu w biometanie, czyli 38,637 MJ/Nm³.

Przy 3-procentowej tolerancji ciepła spalania, tylko w 27 obszarach możliwie byłoby przyłączenie się do sieci (oczywiście, pomijając kwestię chłonności sieci), zwiększenie tolerancji do 4% zwiększa tę liczbę do 50 obszarów, czyli około 17% wszystkich obszarów. Nie jest to więc wynik rewelacyjny.

Biorąc pod uwagę chłonność, nie sądzę, aby instalacje biometanowe usiłowały rozwiązać ten problem za pomocą „dopalaczy” w postaci na przykład propanu. Nie zapominajmy, że obecnie wsparcie operacyjne możliwe jest do najwyżej około 2 mln Nm³ rocznie, więc nie przypuszczam, że komuś będzie opłacało się inwestować w instalacje „zwiększające” ciepło spalania biometanu.

Pozostaje jedynie sieć przesyłowa, ale tutaj pojawiają się inne bariery, przede wszystkim związane z czasem realizacji przyłączy oraz ich kosztami.

Tak więc, możemy spać spokojnie, nie będzie tłumu chętnych do współpracy z sieciami.

Marek Pituła, prezes Polskiego Stowarzyszenia Biometanu

Finansowanie inwestycji biogazowych

Zsuzsanna Iwanicka

Inwestorzy często zadają sobie pytanie, na jakim etapie powinni skontaktować się z bankiem w sprawie finansowania swoich projektów inwestycyjnych. Przygotowanie inwestycji, a szczególnie uzyskanie pozwoleń i decyzji administracyjnych jest procesem kosztownym i czasochłonnym. Jeżeli inwestor chce otrzymać kredyt na realizację inwestycji, idealnym rozwiązaniem jest sprawdzenie z wyprzedzeniem tzw. zdolności kredytowej. O ile taką informację łatwo uzyska osoba fizyczna, ubiegająca się na przykład o kredyt na zakup nieruchomości, to jeżeli pieniądze przeznaczone są na zakład produkcyjny, wysokość dostępnego kredytu, a także warunki finansowania, bank określi dopiero po zapoznaniu się z kompletem dokumentów wymaganych do realizacji przedsięwzięcia. Różnica w ocenie klienta wynika m.in. z wymogów praw-

nych stawianych instytucjom finansującym. Zgodnie z prawem bankowym, kredyty inwestycyjne dla firm mogą zostać udzielone tylko na takie zadania, które w okresie finansowania generują zysk, a uzyskane z inwestycji przychody gwarantują spłatę zaciągniętego kredytu wraz z odsetkami. Innymi słowy – bank nie może udzielić finansowania na przedsięwzięcie nierentowne.

Prognozy finansowe

Dobrym sposobem na określenie maksymalnego poziomu finansowania dłużnego jest sporządzanie modelu finansowego opartego na realnych założeniach. Szczególnie ważne jest zidentyfikowanie rzeczywistych całkowitych nakładów inwestycyjnych,

koniecznych do uzyskania zakładanego wolumenu produkcji. Istotne jest również przyjęcie realnych kosztów eksploatacyjnych, w tym kosztu pozyskania substratów oraz właściwe oszacowanie wysokości przychodów, jakie będzie generować inwestycja. Ponieważ wyzwaniem może okazać się prognozowanie zmiany cen w perspektywie finansowania sięgającego piętnastu lat, prognozy finansowe można oprzeć na cenach stałych. Aby mieć pełny obraz inwestycji, w modelu finansowym trzeba ująć poszczególne pozycje w wartościach jednostkowych. Na przykład jeżeli w biogazowni planuje się wykorzystanie czterech rodzajów substratu w określonych proporcjach, w prognozach osobno należy przyjąć roczne ilości każdego z nich, wraz z ceną jednostkową ich pozyskania. Podobna zasada obowiązuje w przypadku produktów. Powinno się określić roczną produkcję każdego produktu (np. energii elektrycznej w MWh/rok, sprzedanego ciepła w GJ/rok wraz z ich ceną jednostkową; odpowiednio PLN/MWh oraz PLN/GJ). Ujęcie poszczególnych pozycji na takim poziomie szczegółowości daje



narzędzie do testowania wrażliwości wskaźników finansowych na zmiany poszczególnych parametrów oraz określenie maksymalnych akceptowalnych kwot jednostkowych za surowce lub minimalnej kwoty za sprzedaż produktów końcowych.

W celu określenia tzw. zdolności kredytowej w prognozach finansowych trzeba podzielić całkowite koszty inwestycyjne na środki własne oraz kredyt inwestycyjny, a następnie obliczyć, czy w każdym roku przychody generowane przez projekt zapewnią obsługę długu na poziomie akceptowanym przez bank. Takie podejście w dużym uproszczeniu umożliwia określenie kwoty potencjalnego kredytu bankowego. Na podstawie doświadczeń Banku Ochrony Środowiska mogą stwierdzić, że modele finansowe przekazywane przez

inwestorów często sporządzane są na danych agregowanych, które nie pozwalają na weryfikację przyjętych założeń. Kolejną nieprawidłowością jest założenie skrajnie optymistycznych parametrów. Najczęściej przeszacowana jest wydajność instalacji, niedoszacowane są ceny substratów i kosztów transportu, nie są uwzględnione np. pełne koszty serwisu kogeneratora oraz koszt zagospodarowania odpadów. Przygotowanie szczegółowego modelu finansowego, opartego na realnych założeniach, umożliwi inwestorowi wybór optymalnego wariantu inwestycyjnego i daje podstawę do podjęcia decyzji o przystąpieniu do przygotowania projektu inwestycyjnego.

Nieruchomość własna czy dzierżawiona?

Jedną z pierwszych decyzji inwestorów jest wybór lokalizacji biogazowni. Kluczową rolę odgrywa tutaj bliskość substratów, dostępność infrastruktury transportowej i przesyłowej oraz otwartość lokalnego społeczeństwa na biogazownię. W efekcie inwestycje te mogą powstać zarówno na własnych działkach, jak i na terenach dzierżawionych. Własna nieruchomość poprawia tzw. bankowalność projektu, ponieważ praktycznie nie występuje ryzyko wypowiedzenia umowy dzierżawy, niższe są koszty eksploatacyjne oraz wzrasta jakość zabezpieczenia kredytu.

Banki otwarte są również na inwestycje realizowane na gruntach dzierżawionych, jeżeli minimalizowane jest ryzyko utraty prawa do gruntu. Z tego powodu grunty dzierżawione nie mogą być obciążone hipoteką, okres dzierżawy musi być dłuższy od okresu kredytowania, a przyczyny rozwiązywania umowy dzierżawy muszą być jasno zdefiniowane i zaakceptowane przez bank.

Pozwolenia i decyzje administracyjne

Istotnym kryterium bankowalności projektów biogazowych jest dysponowanie przez kredytobiorcę kompletem pozwoleń i decyzji administracyjnych wymaganych do realizacji inwestycji oraz eksploatacji instalacji. Na etapie ubiegania się o potrzebne pozwolenia i decyzje administracyjne warto określić, jaki podmiot będzie realizował inwestycję – powołana do zadania spółka celowa czy istniejąca firma w ramach dotychczasowej działalności. Co prawda, uzyskane decyzje można przenieść na inny podmiot, jednak wymaga to czasu i dodatkowych nakładów finansowych. W wielu przypadkach instytucje finansujące preferują realizację nowych inwestycji w ramach spółki celowej. Kredytobiorcy ułatwia to przygotowanie prognoz finansowych, a bankowi analizę wniosku kredytowego. W ostateczności, jeżeli inwestor po uzyskaniu kompletu dokumentów rezygnuje z realizacji biogazowni, łatwiej sprzedać projekt przygotowany w ramach spółki celowej.

Kolejną istotną kwestią w uzyskaniu decyzji administracyjnych jest określenie parametrów instalacji, szczególnie wydajności biogazowni, mocy elektrycznej i cieplnej kogeneratora, rodzaju i ilości przetwarzanych substratów oraz parametrów urządzeń wchodzących w skład biogazowni. Po ustaleniu bazy substratowej warto przygotować projekt na maksymalną możliwą wydajność/moc instalacji. Jeżeli rozważa się utylizację odpadów w biogazowni (np. przeterminowanej żywności, odpadów mleczarskich lub poubojowych), warto wszystkie potencjalne odpady ująć w zezwoleniu na przetwarzanie odpadów, wnioskując o maksymalne możliwe wolumeny jednostkowe i całkowite. Na etapie eksploatacji instalacji daje to przestrzeń do optymalizacji wsadu pod kątem technologicznym i finansowym.

Tak przygotowany projekt umożliwi inwestorowi realizację instalacji o mniejszej mocy i wydajności na podstawie zamiennego pozwolenia na budowę. Pozostałe decyzje administracyjne, w tym o środowiskowych uwarunkowaniach, nie muszą być modyfikowane, ponieważ parametry instalacji mieszczą się w wartościach, na które decyzje zostały wydane.

Jeżeli jednak realizacja inwestycji jest odłożona i okaże się, że wskutek zmian w regulacjach prawnych lub rozwoju technologii opłacalna jest budowa instalacji zgodnie z maksymalnymi parametrami wskazanymi w pozwoleniach, decyzje administracyjne nie będą barierą pod warunkiem, że nie upłynie okres ich ważności. Instytucje finansowe szczegółowo analizują uzyskane zgody administracyjne i zawarte umowy, aby mieć pewność, że parametry

Dobrym sposobem na określenie maksymalnego poziomu finansowania dłużnego jest sporządzanie modelu finansowego opartego na realnych założeniach. Szczególnie ważne jest zidentyfikowanie rzeczywistych całkowitych nakładów inwestycyjnych, koniecznych do uzyskania zakładanego wolumenu produkcji. Istotne jest również przyjęcie realnych kosztów eksploatacyjnych, w tym kosztu pozyskania substratów oraz właściwe oszacowanie wysokości przychodów, jakie będzie generować inwestycja.

finansowanej instalacji nie będą stanowiły przeszkody w uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie i instalacja zostanie dopuszczona do pracy w trybie ustalonym we wniosku kredytowym.

Gwarancja produkcji biogazu

Biogazownie są stabilnym i przewidywalnym źródłem energii odnawialnej pod warunkiem, że produkcja biogazu przebiega efektywnie. Wymaga to ciągłego dopływu substratu odpowiedniej ilości i jakości, utrzymującego proces fermentacji metanowej na poziomie zakładanym w projekcie. Biorąc pod uwagę sezonowość niektórych substratów oraz trudność z zawieraniem wieloletnich umów na ich dostawę, z perspektywy banku stabilniejsze są biogazownie zaprojektowane na przetwarzanie odpadów biodegradowalnych o wysokiej biogazodochodowości, ponieważ mniejsze jest ryzyko niedoboru substratu lub nagłego wzrostu jego ceny. Szczególnie atrakcyjne są te substraty, za które biogazownia zamiast płacić pobiera opłatę, na przykład przeterminowana żywność lub odpady poubojowe. Obecnie w krajach, w których sektor biogazowy jest dobrze rozwinięty, na przykład w Danii, Niemczech czy Francji, stabilna produkcja wynika również z tego, że oparta jest na substracie z ubocznych produktów rolniczych zamiast upraw celowych do produkcji biogazu.

Gwarancją stabilnej produkcji biogazu jest również nadzór technologiczny. Bank akceptuje zarówno zatrudnienie wykwalifikowanej kadry, jak i zawarcie umowy z podmiotem dedykowanym do tych zadań, który czuwa nad prawidłowym przebiegiem fermentacji metanowej. Zamieszczone w komorze fermentacyj-

nej czujniki w sposób ciągły mierzą podstawowe parametry procesu, tj. temperaturę, odczyn pH, ilość i skład biogazu, poziom napełnienia komory fermentacyjnej, zawartość lotnych kwasów tłuszczowych, potencjał Redox i stężenie amoniaku. Na podstawie parametrów procesu wykwalifikowani pracownicy na bieżąco ustalają optymalny skład i dawkę substratów do produkcji biogazu.

Biometanownie

Biometanownie są biogazowniami wyposażonymi w dodatkowe instalacje do osuszania i oczyszczania biogazu, które gwarantują, że zawartość metanu oraz wartość opałowa są zgodne z parametrami gazu ziemnego. Biometan, po spełnieniu obowiązujących norm, może być wtłaczany do sieci gazowej lub skraplany i sprzedawany w butlach jako skroplony metan, zwany bioLNG. Mimo że biometanownie nie są instalacjami skomplikowanymi, w Polsce praktycznie ich nie ma. Jako główne przyczyny wskazuje się wysokie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne tych instalacji, zwłaszcza jeżeli biometan sprzedawany jest w butlach, ponieważ skroplenie metanu jest procesem energochłonnym. Inwestorzy szukają dostępu do sieci gazowych, bo jest to tańsza forma transportu biometanu. Niestety, zawarto niewiele umów przyłączeniowych, a najczęstszą przyczyną odmowy jest mała chłonność sieci gazowych. Co prawda, powstająca w biometanowni cząstka metanu ma takie same właściwości jak metan zawarty w gazie ziemnym, jednak operatorzy gazociągów z rezerwą podchodzą do podłączenia biometanowni. Wynika to zarówno z braku zaufania do stabilności dostawy, jak i jakości biometanu.

Instytucje finansujące szukają odpowiedzi na wiele pytań. Jedne są natury technicznej i dotyczą na przykład procedury budowy przyłącza gazowego, oceny realności uzyskania zgód od dysponentów nieruchomości na poprowadzenie przyłącza, czasu trwania budowy przyłącza, ryzyka wystąpienia kar umownych z powodu niespełnienia warunków umowy przyłączeniowej. Inne są natury ekonomicznej. Przy aktualnych kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych oraz uzyskanych przychodach większość projektów jest nieopłacalna. Mamy nadzieję, że podobnie jak w przypadku innych źródeł OZE, dla biometanowni dostępne będzie wsparcie finansowe, gwarantujące rentowność inwestycji, tj. bezzwrotne wsparcie inwestycyjne lub gwarantowane minimalne ceny biometanu. Dotychczasowe doświadczenie pokazuje, że najczęściej działa efekt skali i pierwsze programy wsparcia przyczynią się do tego, że po kilku latach projekty biometanowe będą opłacalne bez wsparcia.

Polska branża biogazowa ma ogromny potencjał w osiągnięciu neutralności klimatycznej. Eksperti są zgodni, że krajowe zasoby surowcowe wystarczą do wytwarzania około 8 mld m³ biometanu rocznie. Ilość ta pokryje około 60% zapotrzebowania Polski na gaz ziemny. W mojej opinii, z punktu widzenia technologicznego nic nie stoi na przeszkodzie, aby gaz ziemny zastąpić biometanem. Większa dostępność gazociągów, przyjazne regulacje prawne i początkowe wsparcie finansowe powinny dać impet konieczny do zazielenienia systemu gazowego.

Dr inż. Zsuzanna Iwanicka, główny inżynier ekolog, Bank Ochrony Środowiska S.A.

Zalety i warunki realizacji inwestycji biogazowych, możliwości podłączenia biogazowni do sieci oraz pozyskiwanie substratu

Polski potencjał biogazowy

Polska Grupa Biogazowa S.A.

Dla biogazu w Polsce 2023 rok był przełomowy. Trzeba pamiętać, że nadal jesteśmy rozwijającym się rynkiem, który – według szacunków – wśród państw członkowskich Unii Europejskiej dysponuje czwartym co do wielkości potencjałem biomasy do produkcji biogazu rolniczego. Potencjał ten jest jednak wykorzystywany w znikomym stopniu. W rolnictwie i przemyśle rolno-spożywczym powstaje biomasa oraz produkty uboczne i odpady stanowiące doskonały substrat dla biogazowni. Szacuje się, że z dostępnych na rynku substratów można w wyniku fermentacji metanowej pozyskiwać nawet kilka miliardów m³ biogazu rocznie.

W Polsce działa obecnie około 150 biogazowni, które wytwarzają około 370 mln m³ biogazu rolniczego rocznie, co stanowi zaledwie kilka procent potencjału substratowego kraju. Liderem rynku jest Polska Grupa Biogazowa (PGB), będąca właścicielem i operatorem osiemnastu biogazowni rolniczych. Wkrótce odda do użytku dwie kolejne instalacje. Na tym jednak PGB nie zamierza poprzestać i w najbliższych latach planuje wybudowanie co najmniej kilkudziesięciu kolejnych obiektów.

Ponieważ biogaz stanowi lokalne, łatwo dostępne źródło energii odnawialnej, narzuca się postulat jego lepszego wykorzystania w procesie transformacji energetycznej. Nic więc dziwnego, że spodziewane jest znaczne ożywienie branży biogazowej.

Biogaz odpowiedzią na nowe wyzwania

Biogaz jest idealną odpowiedzią na nowe wyzwania i trendy związane z transformacją emisyjną. Stanowi niezbędne ogniwo gospodarki obiegu zamkniętego, umożliwiając efektywne zagospodarowanie odpadów organicznych. Jako paliwo odnawialne o korzystnych parametrach może być stosowany praktycznie w każdym obszarze gospodarki. Z biogazu można wytwarzać energię elektryczną, ciepło i biometan.

Biometan zapewnia niezależność energetyczną zarówno dla gospodarstw rolnych, jak i przedsiębiorstw w Polsce. Jest jedynym odnawialnym zamiennikiem gazu ziemnego. Polska może wytwarzać około 8 miliardów m³ biometanu rocznie. Zwiększenie produkcji biometanu i brak konieczności importowania zarówno samego biogazu, jak i gazu ziemnego, z innych krajów przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

Biogazownie stabilnym elementem systemu elektroenergetycznego

W przeciwieństwie do innych źródeł odnawialnych biogazownia rolnicza wytwarza energię w trybie ciągłym. Jest bardzo stabilnym i sterowalnym źródłem energii. Ponadto, umożliwia

magazynowanie biogazu w okresach nadmiernego wytwarzania energii w źródłach zależnych od warunków atmosferycznych, takich jak instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne, i wykorzystywanie go w okresach ich mniejszej wydajności. Cechy te nabierają szczególnego znaczenia w kontekście rosnącej roli energetyki odnawialnej, pomagając bilansować pracę sieci elektroenergetycznych, szczególnie na poziomie lokalnym.

Na razie biogazownie nie świadczą tego rodzaju usług systemowych, ale w przyszłości z pewnością przyczynią się do zwiększenia stabilności pracy sieci elektroenergetycznych, mimo dodatkowych kosztów związanych między innymi z magazynowaniem biogazu.

Nie można też zapominać o roli biogazowni jako źródle biometanu, który może zastępować gaz ziemny. W następnych dekadach konieczne będzie zmniejszenie udziału gazu ziemnego w miksie energetycznym, a jego zastąpienie biometanem pozwoli na przynajmniej częściowe zachowanie istniejącej infrastruktury gazowej. Dynamicznemu rozwojowi biometanowni będą niewątpliwie sprzyjały regulacje umożliwiające produkcję biometanu i wprowadzanie go do sieci gazowej, na które wciąż czekamy.

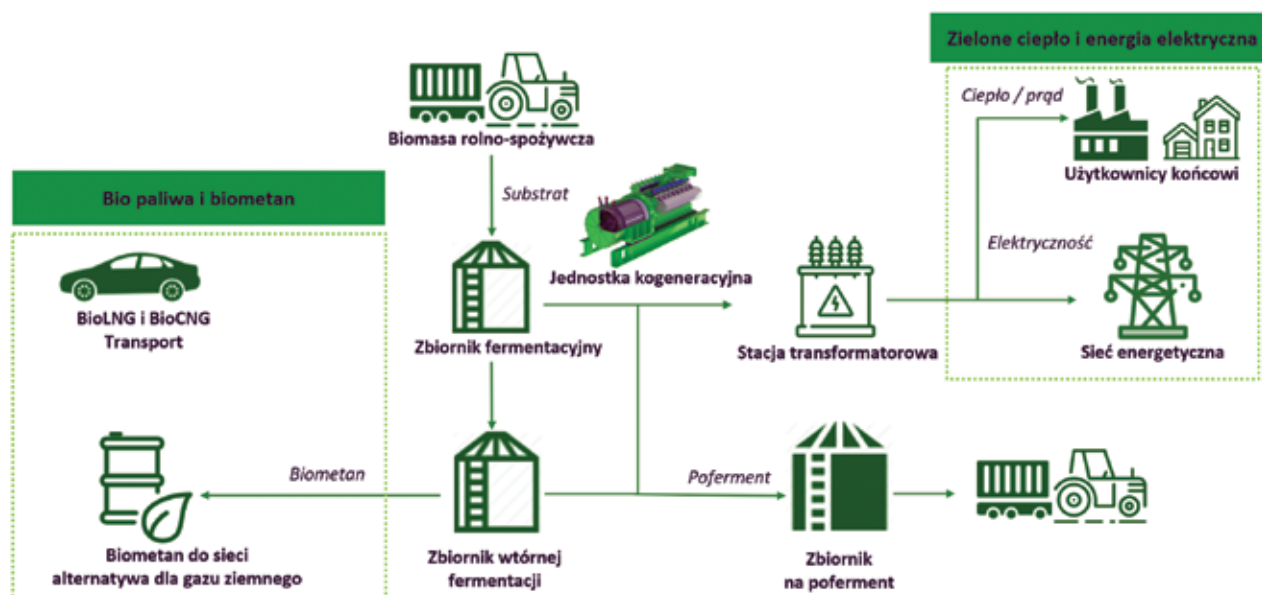
Proces produkcji energii

Biogaz jest w pełni odnawialnym paliwem, z którego można produkować energię elektryczną, ciepło i biometan. Może być stałym źródłem energii dla zakładów przemysłowych. Ponadto, jako paliwo wytwarzane lokalnie, najczęściej z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy, może znacząco obniżyć ślad węglowy całego procesu produkcji.

Uwarunkowania powstawania nowych instalacji

Likwidacja barier znacznie usprawni zarówno proces inwestycyjny, jak i eksploatację. Problemy zostały należycie rozpoznane. Są też propozycje rozwiązań. Odpowiednie działania powinny być podejmowane zarówno przez administrację rządową, jak i podmioty branży biogazowej. Do działań tych należy usprawnienie i ułatwienie zagospodarowania masy pofermentacyjnej

Schemat produkcji biogazu i energii z biogazu



powstaje w wyniku fermentacji substratów. Obecne procedury są bardzo skomplikowane i nie uwzględniają roli biogazowni jako ostatecznego i najbardziej efektywnego ogniwa w procesie przetwarzania odpadów biodegradowalnych. Dodatkowo, masa pofermentacyjna ma znaczne wartości odżywcze i z powodzeniem może być stosowana jako nawóz. Niewielkie dostosowanie procedur, uwzględniające specyfikę biogazowni, znacznie ułatwiłoby ich eksploatację.

Dla inwestorów rozważających zaangażowanie się w sektor biogazu najważniejsze jest stabilne prawo oraz jasno nakreślony plan rozwoju. Klarowna polityka Unii Europejskiej, a także w coraz większym stopniu Polski, da im pewność co do kierunku rozwoju energetyki, zwiększając ich zainteresowanie inwestowaniem w biogaz.

Z punktu widzenia inwestora najbardziej problematyczną kwestią jest proces przygotowania formalnoprawnego inwestycji. Prace projektowe i przygotowawcze przed wybudowaniem biogazowni trwają 4–5 lat i kosztują setki tysięcy złotych. W ramach dokumentacji przygotowawczej należy między innymi przeprowadzić ocenę oddziaływania na środowisko z udziałem społeczeństwa.

Operatorzy biogazowni muszą też liczyć się ze skomplikowanymi przepisami i wymaganiami, nie zawsze uwzględniającymi specyfikę tego rodzaju inwestycji. Dodatkowym problemem jest niejednolite podejście organów samorządowych wydających decyzje administracyjne oraz ciał opiniujących. Dlatego w Polskiej Grupie Biogazowej działa zespół zajmujący się śledzeniem zmian prawodawstwa i spełnieniem wymogów administracyjnych. Te wszystkie utrudnienia sprawiają, że inwestorzy często wybierają łatwiejsze obszary, z szybszym zwrotem z inwestycji.

Istotną przeszkodą w rozpoczęciu użytkowania biogazowni jest pozyskanie niezbędnych pozwoleń i decyzji umożliwiających docelową pracę obiektu. Wprowadzone kilka lat temu przepisy w zakresie utylizacji odpadów jednakowo rygorystycznie traktują podmioty zajmujące się przetwarzaniem odpadów, nie biorąc pod uwagę specyfiki obiektów ekologicznych, takich jak biogazownie

rolnicze. Dodatkowo, dowolność interpretacji przepisów w zakresie możliwości stosowania substratów sprawia, że proces ten jest żmudny, długotrwały i odsuwający w czasie możliwość trwałej eksploatacji biogazowni.

Biogaz a środowisko

Biogazownie, czyli elektrociepłownie na biogaz rolniczy, sprzyjają ochronie środowiska przyrodniczego dzięki wykorzystaniu ekologicznych surowców do produkcji biogazu zasilającego jednostkę kogeneracyjną produkującą energię ciepłą i elektryczną.

Idea biogazowni opiera się na efektywnym przetwarzaniu odpadów biodegradowalnych, które są wykorzystywane do produkcji biogazu, stanowiącego ekologiczne źródło energii. Beztlenowa fermentacja odpadów organicznych umożliwia wychwytywanie wszystkich emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza metanu, który ma 25 razy większy potencjał globalnego ocieplenia niż CO₂. Metan ma jednak znacznie krótszy czas życia w atmosferze (około 12 lat w porównaniu ze stuleciami w przypadku CO₂). W związku z tym ograniczenie uwalniania metanu do atmosfery pozwala ograniczyć globalne ocieplenie w okresie dekady. Aby wspomóc ten proces, należy jak najszybciej rozwinąć fermentację beztlenową.

Przed przystąpieniem do budowy biogazowni należy przeprowadzić ocenę oddziaływania na środowisko, wraz ze sporządzeniem stosownego raportu. Jednym z jej elementów jest modelowanie emisji zanieczyszczeń do atmosfery.

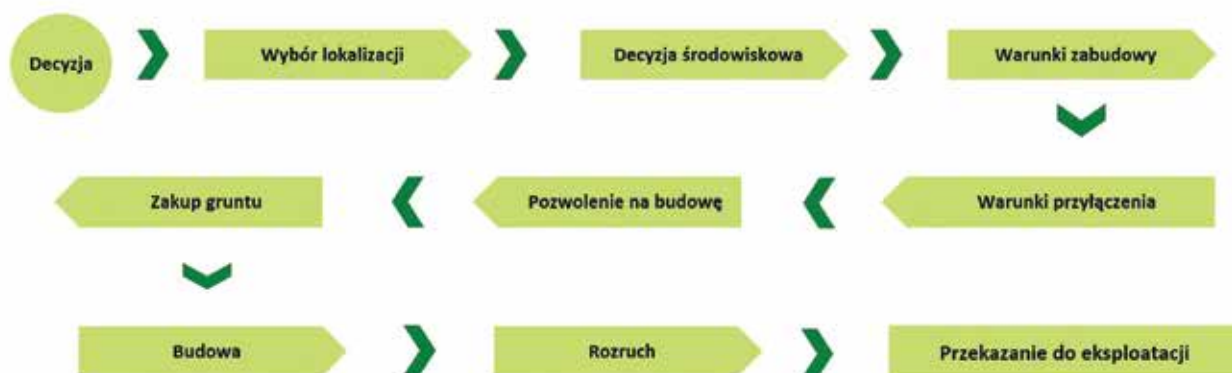
Inwestor otrzymuje decyzję środowiskową, określającą warunki korzystania ze środowiska, dotyczące m.in. zastosowania urządzeń o parametrach spełniających wymagania środowiskowe (np. moce akustyczne) czy konieczności wykonania hermetycznych elementów konstrukcyjnych.

Instalacja do wytwarzania biogazu rolniczego podlega przepisom ochrony środowiska, które nakładają na inwestora rozmaite obowiązki, takie jak przeprowadzenie stosownych badań.

Zabezpieczenie surowca dla biogazowni

Odpady organiczne wykorzystywane jako substrat w biogazowni pochodzą z przemysłu rolno-spożywczego, handlu, gastronomii oraz z gospodarstw domowych. Aby zabezpieczyć odpowiednią ilość substratu, należy szczególną uwagę zwrócić na odpady i produkty uboczne, powstające w przemyśle rolno-spożywczym. Dla producenta odpadów ich właściwe wykorzystanie lub utylizacja nierzadko stanowią duży problem. Jego rozwiązaniem może być proces fermentacji metanowej, w którym praktycznie wszystkie odpady charakteryzujące się wysoką zawartością materii organicznej oraz dużą wilgotnością mogą być zutylizowane. Wykorzystanie tych odpadów do produkcji biogazu jest najbardziej efektywną metodą ich utylizacji, całkowicie zgodną z zasadami zrównoważonego rozwoju i gospodarki obiegu zamkniętego.

Schemat procesu inwestycyjnego dla źródła biogazowego



Biogaz jest nośnikiem energii pozostawiającym stosunkowo niewielki ślad węglowy. W przypadku niektórych surowców czy technologii, takich jak przechowywanie pofermentu w zbiornikach zamkniętych czy wychwyt metanu, jest on wręcz ujemny. Duży wpływ na obniżenie śladu węglowego ma rodzaj surowca. Premiowane jest wykorzystanie odpadów i pozostałości po produkcji dóbr w innych sektorach gospodarki, na przykład w rolnictwie, przemyśle rolno-spożywczym czy leśnictwie, a także możliwość ich lokalnego pozyskania, bez konieczności transportowania na znaczne odległości. Wykorzystanie instalacji biogazu i biometanu do zagospodarowania odpadów z gospodarstw rolnych i zakładów spożywczych wpisuje się w trendy promowania gospodarki obiegu zamkniętego.

Wykorzystanie pofermentu

Poferment powstaje jako pozostałość po procesie fermentacji w biogazowni. Jest to płynna masa, zawierająca nierozłożone w procesie fermentacji metanowej związki organiczne, składniki mineralne oraz biomasę mikroorganizmów. Jego skład chemiczny, właściwości fizyczne oraz oddziaływanie na środowisko glebowe jednoznacznie predestynują go do stosowania jako nawozu na użytkach rolnych.

Wykorzystanie pofermentu jako polepszacza gleby lub produktu nawozowego jest naturalnym sposobem zamknięcia cyklu produkcyjnego, obejmującego kolejno wytwarzanie substratów rolnych i spożywczych, rolnicze wykorzystanie pozostałości i od-

padów oraz przekazanie zawartych w nich makro- i mikroelementów roślinom uprawnym, a następnie wykorzystanie ich do budowy nowej materii organicznej.

W 2018 roku Unia Europejska przyjęła rozporządzenie w sprawie produktów nawozowych, które tworzy wspólny rynek nawozów, w tym nawozów produkowanych z odpadów pofermentacyjnych. Prawidłowo rozprowadzane pofermenty również uznawane są za nawozy organiczne, które mogą być stosowane powyżej progu określonego w dyrektywie azotanowej (170 kg N/ha/rok). Wspieramy wspólne europejskie przepisy, uznające poferment za produkt nawozowy, szczególnie w takich krajach jak Polska czy Francja, gdzie poferment jest uważany za odpad. Podsumowując, stosowanie pofermentu z biogazowni rolniczych jako nawozu nie tylko nie oddziałuje negatywnie na środowisko, lecz poprawia jakość gleby i zmniejsza

śląd węglowy gospodarstwa rolnego oraz pozytywnie wpływa na lokalną ekonomię.

Regulacje unijne

Unia Europejska od lat konsekwentnie dąży do redukcji emisji zanieczyszczeń powietrza, zwłaszcza gazów cieplarnianych przyczyniających się do zmian klimatu. W 2019 roku przyjęła najważniejszy obecnie dokument w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej, czyli Europejski Zielony Ład. Stanowi on odpowiedź na kryzys klimatyczny i postępującą degradację środowiska.

Europejski Zielony Ład jest zbiorem inicjatyw, strategii i planów, dzięki którym najpóźniej do 2050 roku emisje gazów cieplarnianych w Europie zostaną sprowadzone do poziomu neutralnego. Przewiduje on, że w najbliższych trzydziestu latach państwa członkowskie, w tym Polska, przejdą na gospodarkę niskoemisyjną, niekorzystającą (lub korzystającą w bardzo ograniczonym zakresie) z nieodnawialnych zasobów naturalnych. Założenie to ma zostać osiągnięte na zasadach tzw. sprawiedliwej transformacji energetycznej.

Aby UE mogła osiągnąć swój cel na 2030 rok, Komisja Europejska w 2021 roku zaproponowała pakiet nowych i zaktualizowanych przepisów pod nazwą „Gotowi na 55” (*Fit for 55*).

Jednym z filarów Europejskiego Zielonego Ładu jest nowy, przyjęty w 2020 roku, plan działania UE dotyczący gospodarki obiegu zamkniętego. Przewiduje on podjęcie inicjatyw przywracających zasoby gospodarce, a dotyczących całego cyklu życia

produktów, począwszy od etapu projektowania i produkcji aż po ich użytkowanie, naprawę, ponowne wykorzystanie i recykling. Gospodarka obiegu zamkniętego polega na wykorzystywaniu surowców i produktów w sposób pozwalający na ich pozostawanie jak najdłużej w obiegu. Umożliwi to ograniczenie ilości wytworzonych odpadów wymagających zagospodarowania.

W 2020 roku Unia Europejska przyjęła strategię „od pola do stołu” na rzecz sprawiedliwego, zdrowego i przyjaznego dla środowiska systemu żywnościowego. O ile wspomniane wcześniej dokumenty wytyczają ogólne trendy dla całej gospodarki UE, to strategia ta koncentruje się na sektorze rolno-spożywczym, określając zasady i kierunki zrównoważonego rozwoju tego największego w gospodarce producenta odpadów organicznych, które mogą być wykorzystywane w biogazowniach rolniczych. Zakłada ona zmniejszenie śladu środowiskowego i klimatycznego unijnego systemu żywnościowego oraz wzmocnienie jego odporności. Przewiduje również zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego w obliczu zmian klimatu i utraty różnorodności biologicznej oraz przeprowadzenie globalnej transformacji w kierunku konkurencyjnej zrównoważoności od pola do stołu.

W strategii stwierdzono, że przemysł rolno-spożywczy wciąż w niewielkim stopniu wykorzystuje potencjał gospodarki obiegu zamkniętego. Rolnicy powinni korzystać z możliwości zmniejszenia emisji metanu pochodzącego z chowu zwierząt gospodarskich poprzez rozwój produkcji energii ze źródeł odnawialnych i inwestowanie w komory fermentacyjne do produkcji biogazu z odpadów oraz pozostałości rolnych, takich jak obornik czy gnojowica. Również zakłady przetwarzające żywność powinny efektywnie zagospodarowywać odpady i wytwarzać z nich biogaz. UE planuje dalsze działania w celu szybszego przyjęcia rozwiązań w zakresie efektywności energetycznej w sektorze rolnym i spożywczym w ramach inicjatyw i programów w dziedzinie czystej energii, pod warunkiem że inwestycje te będą prowadzone w sposób zrównoważony, bez szwanku dla bezpieczeństwa żywnościowego i różnorodności biologicznej.

KE stawia na inicjatywy mające na celu zwiększenie skali i promocji zrównoważonych i społecznie odpowiedzialnych metod produkcji oraz modeli biznesowych opartych na obiegu zamkniętym w przetwórstwie spożywczym i handlu detalicznym. Inicjatywy te mają być skierowane do MSP, a ich realizacja ma odbywać się w synergii z celami i inicjatywami zaproponowanymi w nowym planie działania, dotyczącym gospodarki obiegu zamkniętego. Wprowadzenie w UE zrównoważonej biogospodarki obiegu zamkniętego stwarza nowe możliwości rynkowe, związane na przykład z wykorzystaniem odpadów żywnościowych.

Kolejnym unijnym dokumentem, mającym wpływ na rozwój sektora, jest przyjęta w 2020 roku strategia na rzecz ograniczenia emisji metanu. Upoważnia ona Komisję Europejską do podejmowania działań na rzecz redukcji emisji metanu. Będą one skierowane między innymi do rolnictwa, które jest największym emitentem metanu (40–53%). Komisja podkreśla, że jednym z instrumentów służących redukcji emisji metanu jest produkcja biogazu z odpadów rolnych i wskazuje na potrzebę większej promocji tego rozwiązania.

Natomiast podstawowym aktem wykonawczym regulującym rynek energii odnawialnej w UE jest dyrektywa RED II, która weszła w życie 24 grudnia 2018 roku oraz jej nowelizacja, dyrektywa RED III, przyjęta we wrześniu 2023 roku. RED III wskazu-

je na rosnące znaczenie biogazu w postaci biometanu, głównie w transporcie. W artykule 25 nałożony został obowiązek uzyskania co najmniej 29-procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu do 2030 roku lub zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 14,5% do 2030 roku. Zapis ten powinien być impulsem dla rozwoju biometanu traktowanego jako paliwo zaawansowane, którego wkład w realizację celu emisyjnego uznaje się za dwukrotność jego wartości energetycznej, pod warunkiem że produkowane jest z określonych rodzajów odpadów. W dyrektywie wprowadzono także dodatkowe wymagania dotyczące spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju, ograniczające do minimum oddziaływanie procesu produkcji na środowisko.

Potencjał tzw. *local content*

Polska Grupa Biogazowa buduje biogazownie, wykorzystując własną technologię oraz autorskie systemy sterowania. Oceniamy, że nawet 80% kosztów budowy stanowią prace wykonywane przez rodzime przedsiębiorstwa z polskich komponentów, a w okresie eksploatacji udział ten jest jeszcze większy. Elementy produkowane za granicą to jedynie specjalistyczne urządzenia,

Biogaz jest idealną odpowiedzią na nowe wyzwania i trendy związane z transformacją emisyjną. Stanowi niezbędne ogniwo gospodarki obiegu zamkniętego, umożliwiając efektywne zagospodarowanie odpadów organicznych. Jako paliwo odnawialne o korzystnych parametrach może być stosowany praktycznie w każdym obszarze gospodarki. Z biogazu można wytwarzać energię elektryczną, ciepło i biometan.

takie jak silniki do agregatu kogeneracyjnego, membrany do magazynów gazu czy mieszadła do komór fermentacyjnych. Pozostałe komponenty można wykonać i zmontować w Polsce.

Aby w pełni wykorzystać ten potencjał, konieczne jest bardziej stabilne środowisko finansowo-prawne oraz jasne i konsekwentnie realizowane plany rozwoju branży, zachęcające do inwestowania w prace badawczo-rozwojowe. Dodatkowym warunkiem sukcesu jest rozwój firm dostawczych oraz wyspecjalizowanych firm budowlanych, mogących sprostać wymaganiom stawianym przez sektor biogazowy. Zbudowanie znaczącego rynku wytwarzania biogazu wzmocni pozycję krajowych przedsiębiorców w łańcuchu dostaw i umożliwi ich dalszy rozwój.

Biometan przyczynia się do niezależności energetycznej zarówno dla gospodarstw rolnych, jak i przedsiębiorstw w Polsce. Jest jedynym odnawialnym zamiennikiem gazu ziemnego. Polska może wytwarzać około 8 miliardów m³ biometanu rocznie. Zwiększenie produkcji biometanu i brak konieczności importowania go oraz gazu ziemnego z innych krajów przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

Artykuł przygotowany przez ekspertów Polskiej Grupy Biogazowej S.A.

Transformacja energetyczna to pełen wyzwań bieg długodystansowy

Rozmowa z **Miłoszem Motyką**, wiceministrem klimatu i środowiska



Jakie są główne priorytety rządu w zakresie polityki energetycznej? Jakich zmian możemy się spodziewać?

Jesteśmy przekonani, że polityka energetyczna Polski powinna opierać się na mocnych filarach. Jednym z nich jest zapewnienie stabilnych dostaw energii po cenie akceptowalnej przez społeczeństwo. Nie będzie to możliwe bez rozwoju zero- i niskoemisyjnych źródeł wytwórczych, a zwłaszcza bez energetyki jądrowej i OZE. Dlatego chcemy przyspieszyć rozwój OZE, z jednoczesnym zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci i odpowiednim zagospodarowaniem nadwyżek energii generowanej w tych instalacjach. Naszym celem jest maksymalne wykorzystanie potencjału energetyki obywatelskiej, klastrów i spółdzielni energetycznych, biogazu i biometanu, fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej, której rozwój dotychczas był blokowany. Kolejnym filarem jest zapewnienie odpowiednich podstaw prawnych, motywujących odbiorców energii do aktywnego udziału w transformacji energetycznej. To pozwoli poprawić jakość powietrza, zmniejszyć emisyjność gospodarki i zapewni nam bezpieczeństwo energetyczne.

W jakim kierunku będą zmierzały działania rządu na polu międzynarodowym w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i dostaw gazu, biorąc pod uwagę zmienność rynków międzynarodowych?

Polska jest aktywnym uczestnikiem inicjatyw i działań podejmowanych w ramach Unii Europejskiej, dotyczących sektora gazowego. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i stabilności dostaw gazu ziemnego jest priorytetem naszych obecnych i przyszłych działań, a wypracowanie dobrych przepisów unijnych, odzwierciedlających też interesy Polski, jest możliwe jedynie przy pełnym zaangażowaniu ze strony administracji i skutecznym budowaniu koalicji. W perspektywie wykraczającej poza Europę pozostajemy w stałym kontakcie z kluczowymi partnerami, takimi jak USA, Norwegia i Katar. Mamy odpowiedzialnych partnerów i sami również nim jesteśmy, skutecznie dywersyfikując swoje źródła dostaw. Stanowi to remedium na ciągłą zmienność na gazowych rynkach międzynarodowych. W związku z tym, że nie jesteśmy uzależnieni od żadnego dostawcy, a jednocześnie mamy infrastrukturę odpowiadającą obecnym potrzebom, możemy czuć się bezpiecznie. Rozbudowujemy też pojemność naszych podziemnych magazynów gazu, co wpłynie pozytywnie na poziom bezpieczeństwa w kolejnych sezonach zimowych.

Jakie działania są planowane w związku z transformacją energetyczną i koniecznością zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym?

Wiemy, jak ważną rolę odgrywa bezpieczeństwo energetyczne i opieranie produkcji energii elektrycznej na własnych źródłach. Polska potrzebuje taniej i zielonej energii, a naszym celem jest odblokowanie jej rozwoju. Zależy nam na tym, aby odbiorcy mogli sami generować tanią energię lub mieli możliwość pozyskania jej z sieci. Program „Mój prąd” pokazał, jak wielki potencjał energetyczny tkwi w gospodarstwach domowych. Energetyka obywatelska to nie hasło, lecz realna przestrzeń wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i obniżania rachunków za energię. Równolegle chcemy rozwijać energetykę rozproszoną w postaci farm wiatrowych, fotowoltaicznych, klastrów, spółdzielni i wspólnot energetycznych, biogazowni i biometanowni. W perspektywie 2030 roku moc zainstalowana w OZE przekroczy 50 GW. Kluczem do wykorzystania tego potencjału są sprawne sieci elektroenergetyczne. Potrzebne są inwestycje w sieci i magazynowanie energii. Już dzisiaj *cable-pooling* czy linia bezpośrednia pozwalają zoptymalizować nie tylko koszty inwestycyjne, ale też wykorzystać istniejące zdolności przyłączeniowe sieci. Trzeba je dalej rozwijać, a jednocześnie w odpowiedni sposób zagospodarować nadwyżki energii produkowanej w instalacjach OZE między innymi do elektryfikacji kolejnych gałęzi gospodarki, zwłaszcza przemysłu energochłonnego, dla którego koszty energii mają podstawowe znaczenie. Planujemy też uczestnictwo w tzw. aukcjach OZE, realizację badań i projektów naukowych dotyczących CCS i CCUS, rozwój infrastruktury wodorowej, wdrażanie wielkoskalowej energetyki jądrowej oraz systemu taryf gwarantowanych i dopłat do OZE.

Jakie kroki zostaną podjęte w kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym?

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, szczególnie w sektorze energetycznym, jest poważnym wyzwaniem dla ciepłownictwa, transportu czy przemysłu. Według danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami, w 2021 roku sektor energii odpowiadał za około 84,1% całkowitej emisji gazów cieplarnianych wyrażonych w ekwiwalencie CO₂. Aż 78,1% pochodziło ze spalania paliw, przy czym, 40,1% stanowiły emisje

pochodzące *stricte* z przemysłu energetycznego. Dlatego proces redukcji emisji gazów powinien przebiegać ewolucyjnie. Nagłe cięcia spowodowałyby bowiem konieczność realizacji wielomiliardowych inwestycji w bardzo krótkim czasie, a to oznaczałoby, że koszt zostałby przeniesiony na społeczeństwo. Duże znaczenie w wymiarze lokalnym ma też pokrycie potrzeb ciepłych, zwłaszcza w kontekście walki z tzw. niską emisją. Powinno je zaspokajać przede wszystkim ciepłownictwo systemowe. Wykorzystanie ciepła sieciowego ma istotny wpływ na poprawę jakości powietrza ze względu na obowiązujące normy emisyjne dla średnich i dużych źródeł spalania. Rozwój OZE, a także pojawienie się w systemie energetycznym energetyki jądrowej, która jest naturalnym partnerem OZE, wpłynie diametralnie na zmianę struktury krajowego bilansu wytwarzania energii i w dużym stopniu na ograniczenie oddziaływania sektora energetycznego na środowisko.

Jak ocenia pan obecny stan sektora gazowego w Polsce i jakie są główne wyzwania, z którymi musi się on zmierzyć?

Wydaje się, że sektor gazu ziemnego wychodzi już z kryzysu wywołanego szokami cenowymi. Dalszy wzrost zużycia będzie wynikał z uruchamiania kolejnych bloków gazowych (w przyszłości wodorowych) w elektrowniach i elektrociepłowniach, w związku ze stopniowym wygaszaniem bloków węglowych i potrzebą bilansowania systemu elektroenergetycznego. Z uwagi na unijną legislację nie przewidujemy wzrostu konsumpcji w segmencie gospodarstw domowych. Głównym wyzwaniem, ale i szansą dla sektora gazowniczego w Polsce jest przystosowanie infrastruktury do wymogów transformacji energetycznej, a więc do przesyłania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych. Kierunki rozwoju sektora gazowego wytycza tzw. pakiet gazowo-wodorowy, który oczekuje na oficjalne zatwierdzenie. W tym kontekście bardzo ważne będzie zaangażowanie operatorów systemów gazowych w zakresie funkcjonowania/wykorzystania sieci gazowej w nowym otoczeniu prawnym.

Jakie inwestycje w rozwój infrastruktury gazowej (w tym gazów odnawialnych) planuje rząd, jakie projekty są priorytetowe?

Podstawowe kierunki rozwoju infrastruktury gazowej zostały wyznaczone w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku”. Ujęte w PEP 2040 działania w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do kraju i powiększenia infrastruktury gazowej to rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, budowa terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej oraz rozbudowa infrastruktury magazynowej. Tym kluczowym inwestycjom dywersyfikacyjnym podporządkowane powinny być pozostałe inwestycje w krajową sieć gazową, zarówno przesyłową, jak i dystrybucyjną. W perspektywie krótkoterminowej najważniejsze jest sprawne uruchomienie dodatkowych mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, a w przesyłowej inwestycje na Górnym Śląsku i przystosowanie gazociągu jamalskiego do funkcjonowania w ramach krajowego systemu przesyłowego po zaprzestaniu importu i tranzytu z Rosji. W perspektywie średnioterminowej równie ważna jest realizacja całego programu FSRU w Zatoce Gdańskiej, wraz z gazociągami do Gustorzyna. W przypadku dystrybucji za priorytetowe i kwalifikowalne do dofinansowania ze środków UE uznajemy inwestycje najbardziej dojrzałe i służą-

ce dekarbonizacji. W zakresie magazynowania priorytetem jest terminowe ukończenie realizacji już trwającej inwestycji w rozbudowę magazynu w Wierzchowicach.

Jakie działania podejmuje rząd w celu zwiększenia udziału gazu w polskim miksie energetycznym, szczególnie w kontekście redukcji emisji CO₂?

Zgodnie z obowiązującą „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku” oraz w świetle założeń polityki klimatycznej UE gaz ziemny traktowany jest jako paliwo przejściowe, umożliwiające transformację gospodarki w kierunku zeroemisyjnym. Wraz ze wzrostem udziału OZE w polskim miksie energetycznym gaz ziemny do momentu zastąpienia go przez źródła zeroemisyjne będzie wykorzystywany w jednostkach wytwórczych w celu zapewnienia stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Wzrostowi wykorzystania gazu sprzyja łączenie sektora elektroenergetycznego i gazowego (tzw. *sector coupling*) i ścisła współpraca operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego i gazowego w zakresie przyłączeń nowych mocy wytwórczych do sieci gazowej. Chcemy, aby gaz był stabilnym i bezpiecznym paliwem do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Ten sektor czeka jednak wiele wyzwań związanych z dekarbonizacją, dlatego tak duże znaczenie będzie miało szybkie i efektywne wykorzystywanie gazów odnawialnych i niskoemisyjnych dla zachowania konkurencyjności przedsiębiorstw gazowych na rynku. Dzięki finansowaniu inwestycji, na przykład w ramach Planu RePowerEU, będziemy mogli uzyskać korzystne pożyczki na realizację części projektu FSRU, co dodatkowo wzmocni naszą politykę dywersyfikacji. Należy przy tym pamiętać, że w polityce energetyczno-klimatycznej UE wsparcie instytucjonalne i finansowe dla gazu ziemnego ograniczone do minimum. Dlatego musimy podejmować działania z myślą o nadchodzącej dekarbonizacji sektora gazowego.

Jak wyglądają plany rządu w zakresie promocji przyjaznych środowisku gazów, takich jak biometan, biogaz, wodór czy amoniak?

Biogaz to szansa dla polskiego rolnictwa na dywersyfikację przychodów rolniczych i dobry sposób na obniżenie kosztów utylizacji odpadów rolniczych oraz większą troskę o środowisko. Polska gospodarka, a zwłaszcza rolnictwo i przemysł rolno-spożywczy, dysponuje dużym potencjałem substratowym, choćby w postaci biomasy, produktów ubocznych oraz pozostałości i odpadów pochodzenia rolniczego. Chcemy, aby biogazownie stały się istotną częścią spółdzielni energetycznych, wspierającą rozwój energetyki rozproszonej. W związku z tym będziemy zachęcać społeczności lokalne do współpracy na rzecz wykorzystania istniejącego na ich terenie potencjału OZE, w tym biogazu, a w niedalekiej przyszłości także biometanu.

Przy projektowaniu przyszłych działań będziemy brali pod uwagę wspomniany już pakiet gazowo-wodorowy, którego celem jest wzmocnienie rozwoju rynku gazów odnawialnych i gazu ziemnego w państwach UE, w tym utworzenie rynku wodoru. Z pewnością wraz z rozwojem technologii, wiedzy i potrzeb sektora kolejne zmiany przepisów będą nieuniknione, tak aby dostosować je do oczekiwań rynkowych. Teraz jest też czas na wykorzystanie tych możliwości przez wytwórców, bo „równouprawnienie” wiąże się również z obowiązkami, które leżą po stronie wszystkich uczestników rynku.

Jakie są plany modyfikacji programu „Czyste powietrze” w zakresie zastosowania technologii gazowych? W jaki sposób beneficjentom zostaną zapewnione wypłaty bez opóźnień?

Zagadnienia dotyczące charakterystyki energetycznej budynków należą do kompetencji ministra rozwoju i technologii. Proces legislacyjny unijnej dyrektywy w tej sprawie jest nadal w toku, a wszelkie decyzje będą podejmowane dopiero po jej przyjęciu i opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym UE. Zgodnie z obecnymi wymogami i na podstawie rozporządzenia UE dotyczącego Programu FEnIKS, finansowanie kotłów gazowych w ramach priorytetowego programu „Czyste powietrze” będzie trwało do końca 2025 roku. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej z Ministerstwem Klimatu i Środowiska na bieżąco analizują i konsultują potrzeby wprowadzania zmian w programie. Dalsze zmiany będą miały na celu jego usprawnienie i przyspieszenie realizacji, zwłaszcza w przypadku dofinansowania zakupu pomp ciepła czy zasadności wykonania kompleksowej termomodernizacji budynku przed zakupem i montażem pompy ciepła. Odnosząc się do drugiej części pytania, związanego z zapewnieniem wypłat bez opóźnień beneficjentom programu „Czyste powietrze”, chcę przypomnieć, że w lutym 2024 roku NFOŚiGW przekazał do szesnastu wojewódzkich oddziałów kolejną pulę środków, tj. około 400 mln zł. Obie tegoroczne transze (pierwsza w styczniu 200 mln zł oraz lutowa) pochodzą z Polskiego Funduszu Rozwoju (PFR), który finansuje inwestycje zgłoszone do Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), w tym program „Czyste powietrze”. W resorcie nadal pracujemy nad wypłatą kolejnych transz pieniędzy z KPO, działamy też na rzecz uruchomienia środków unijnych z Programu FEnIKS, co zagwarantuje niezakłóconą ciągłość wypłat.

W jaki sposób ministerstwo planuje wspierać innowacje w branży gazowniczej, aby zwiększyć efektywność i zazielenić ten sektor?

Prowadzimy nieustanny dialog ze spółkami energetycznymi na temat kolejnych inwestycji. Analizujemy proponowane rozwiązania i podejmujemy przedsięwzięcia, które wychodzą naprzeciw tworzącym się trendom rynkowym. Nasze działania skupiają się na dostosowywaniu przepisów poszczególnych regulacji do współczesnych realiów. Natomiast w zakresie bezpośredniego wspierania innowacji służących zazielenianiu sektora, w kontekście przydzielania wsparcia finansowego, projekty inwestycyjne oceniamy zarówno pod względem harmonogramu, realności ich wykonania, jak i potrzeb w sektorze czy w danym regionie. Wspieramy zwłaszcza inicjatywy wzmacniające bezpieczeństwo energetyczne kraju i dostosowane do aktualnych potrzeb rynku.

Jak rząd zamierza przeprowadzić transformację energetyczną, uwzględniając aspekty społeczne i gospodarcze?

Transformacja energetyczna to pełen wyzwania bieg długodystansowy. Z jednej strony, niezbędne jest zapewnienie ciągłości i stabilności dostaw energii przemysłowi i odbiorcom, ale z drugiej zmiana systemu energetycznego w Polsce musi uwzględniać nasze uwarunkowania gospodarcze i przebiegać odpowiedzialnie, w poczuciu solidarności, sprawiedliwości i troski o najuboższych, aby ograniczyć zjawisko ubóstwa energetycznego. Jest to warunek *sine qua non* zakończonej sukcesem transformacji. Chcemy, aby polityka energetyczna była ważną częścią polityki gospodarczej państwa. Inwestycje w OZE to szansa na stworzenie wielu tysięcy dobrze płatnych miejsc pracy oraz rozwój nowych gałęzi gospodarki i wzmacnianie jej konkurencyjności. Pamiętajmy, że każda złotówka zainwestowana w transformację energetyczną to inwestycja w bezpieczeństwo i jakość życia kolejnych pokoleń.

Dziękuję za rozmowę.

Julita Wróbel-Siemieniuk

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa

Na mocy § 17 ust. 1 i 5 statutu IGG i uchwały Zarządu IGG nr 27/2024 z 11 marca 2024 roku Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa zwołuje Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa na 21 maja 2024 roku na 11.00 w pierwszym terminie, a w przypadku niedojścia do skutku w tym terminie na 21 maja 2024 roku na 11.30 w drugim terminie.

W porządku obrad: rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdań statutowych organów IGG z działalności IGG, podjęcie uchwał w sprawie udzielenia absolutorium i głosowanie nad udzieleniem absolutorium, podjęcie uchwały w sprawie przyznania odznak honorowych IGG, wybory do Zarządu i Komisji Rewizyjnej Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz przyjęcie przez ZWZC uchwały Komisji Uchwał i Wniosków.

Miejsce obrad ZWZC IGG – Warszawa, Hotel Radisson Blu Sobieski, plac Artura Zawiszy 1

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

Trwają intensywne przygotowania i spotkania Rady Programowej do największego wydarzenia polskiej branży gazowniczej: Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. W tym roku zapraszamy Państwa do Łodzi 10–12 czerwca. Więcej informacji znajduje się na naszej stronie internetowej w zakładce Aktualności.

W swoich szeregach witamy nowe firmy:

Contro Proces IT sp. z o.o.

ECO Logistyka sp. z o.o.

ENERTAG-BOLKOWICE sp. z o.o.

Pall Poland sp. z o.o.

VISSMANN SA

Tradycyjnie już zapraszamy firmy zainteresowane członkostwem w IGG, zwłaszcza działające w obszarze gospodarki wodorowej i biometanowej, ponieważ IGG, w wyniku wielu inicjatyw legislacyjnych i opiniodawczych krajowego i unijnego prawa, jako organizacja samorządowa wspiera ukierunkowane na rzecz biznesu rozwiązania dotyczące rozwijanych rodzajów gazu dla celów energetycznych.

Perspektywy zapotrzebowania na gaz ziemny w Unii Europejskiej w kontekście dekarbonizacji

Marcin Sienkiewicz, Agnieszka Górka

Europejskie rynki gazu ziemnego w 2022 roku dotknęło głębokie załamanie konsumpcji, spowodowane kryzysem energetycznym towarzyszącym wojnie rosyjsko-ukraińskiej. W ocenie Międzynarodowej Unii Gazu (ang. *International Gas Union* – IGU) 2022 rok był najbardziej burzliwym rokiem w historii gazownictwa, w którym uczestnicy globalnego rynku gazu narażeni byli na bezprecedensowe szoki podażowe, a w ich konsekwencji na szoki cenowe. Poczucie braku stabilności i pewności odpowiedniej podaży towarzyszyły rynkom także w 2023 roku¹.

Podobnie sytuację oceniła także Międzynarodowa Agencja Energii (ang. *International Energy Agency* – IEA), wskazując, że szok podażowy 2022 roku zachwiał równowagę na rynkach gazu w skali globalnej. Natomiast utrzymywanie się wysokiego ryzyka przyniosło dużą zmienność cen gazu w 2023 roku. W ocenie IEA kryzys gazowy z 2022 roku „(...) wzmocnił czynniki strukturalne przyspieszające spadek zapotrzebowania na gaz w średnim okresie”². Problemy podażowe, w połączeniu z gwałtownym wzrostem cen, podważyły konkurencyjność gazu ziemnego wobec innych paliw, osłabiając jednocześnie jego wizerunek jako bezpiecznego źródła energii³.

Załamanie konsumpcji gazu w Unii Europejskiej

Zmniejszenie konsumpcji paliwa gazowego w 2022 roku okazało się szczególnie wyraźne w Unii Europejskiej⁴. Według danych Komisji Europejskiej trend spadkowy utrzymał się także w pierwszym kwartale 2023 roku, choć jego dynamika wyraźnie osłabła. W okresie tym zużycie gazu w UE wyniosło 113,2 mld m³, czyli więcej o 17,8 mld niż w ostatnim kwartale 2022 roku. Jednak w ujęciu rocznym spadek zapotrzebowania na gaz wyniósł 13%⁵, a w przypadku poszczególnych rynków narodowych największe załamanie konsumpcji odnotowano w Grecji -34%, Litwie -31%, Estonii -28%, Bułgarii -26% i Finlandii -24%⁶.

Zdaniem Komisji Europejskiej, do wyhamowania spadku konsumpcji gazu przyczyniło się wzmocnienie poczucia bezpieczeństwa, uzyskane dzięki wysokim poziomom zmagazynowania gazu oraz zwiększającym się dostawom LNG, z jednoczesnym odchodzeniem od rosyjskiego gazu⁷. Prognozowanie poziomu konsumpcji gazu na najbliższe lata – obok stanu bezpieczeństwa czy dynamiki produktu krajowego brutto w poszczególnych państwach – powinno uwzględniać też inne, fundamentalne czynniki. Coraz większego znaczenia, szczególnie w Unii Europejskiej, będzie nabierał narastający trend dekarbonizacyjny, obejmujący kolejne sektory gospodarki i obszary życia społecznego.

Unia Europejska promotorem procesu dekarbonizacji

W świetle aktualnej polityki klimatycznej UE, wyrażonej w Europejskim Zielonym Ładzie z 2019 roku, odejście od paliw kopalnych ma być jednym z głównym sposobów na osiągnięcie strategicznego celu w postaci stanu neutralności klimatycznej w 2050 roku. To właśnie cele w zakresie ochrony klimatu traktowane są jako najwyższy priorytet, któremu podporządkowane zostały pozostałe polityki w obszarach gospodarczych i społecznych. „Wszystkie działania i polityki UE będą musiały przyczyniać się do realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu”⁸. Dokument ten określa tym samym hierarchię celów politycznych Unii Europejskiej, które wynikają z określonej gradacji uznawanych wartości. Biorąc pod uwagę zastosowaną w Europejskim Zielonym Ładzie ich kolejność, można przyjąć, że ochrona klimatu i dobrostan środowiska naturalnego stały się naczelnymi wartościami politycznymi. „Aby móc osiągnąć zakładane cele, musimy zacząć przykładając większą wagę do ochrony i restytucji naturalnych ekosystemów, zrównoważonego wykorzystywania zasobów i poprawy zdrowia ludzkiego”. Przyjęta w 2019 roku strategia ma bowiem sprostać fundamentalnym wyzwaniom w postaci ocieplania się klimatu, zagrożenia zagładą miliona gatunków oraz dewastowaniem lasów i oceanów. Rozwiązanie tych problemów uznano za „(...) najważniejsze zadanie, jakie stoi przed obecnym pokoleniem”⁹.

W świetle przyjętego przez Unię Europejską paradygmatu klimatyczno-środowiskowego sektory elektroenergetyczny i gazowy postrzegane są przede wszystkim jako źródło problemu. „Ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki”¹⁰. UE dążyć więc będzie do stworzenia nowej energetyki, bazującej przede wszystkim na źródłach odnawialnych, z jednoczesnym wycofywaniem węgla i obniżeniem emisyjności sektora gazowego. W przypadku gazownictwa osiągnięcie tego celu ma nastąpić poprzez wsparcie dla upowszechnienia „gazów o niskiej emisyjności” oraz „rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią”.

Rozwinięcie i doprecyzowanie unijnych planów wobec sektora gazowego odnaleźć można w kolejnym strategicznym dokumencie: REPowerUE, który został ogłoszony przez Komisję Europejską (dalej KE) 18 maja 2022 roku. Stwierdzono w nim, że na gazie ziemnym, którego dostawy na rynki europejskie pochodziły w owym czasie głównie z Rosji, ciąży ryzyko geopolityczne. Biorąc pod uwagę to uwarunkowanie, KE jednoznacznie zadeklarowała, że należy zakończyć „(...) nadmierne uzależnienie UE od importu gazu, ropy i węgla z Rosji” poprzez przyspieszenie czystej transformacji energetycznej oraz oszczędności w zużyciu energii. REPowerUE powołuje się przy tym na prawny pakiet *Fit for 55*, którego wdrożenie ma doprowadzić do obniżenia zużycia gazu w UE o 30% do 2030 roku¹¹.

Podsumowując, Unia Europejska na poziomie strategicznym wyklucza powrót do nieograniczonego wzrostu zużycia gazu ziemnego w gospodarkach państw członkowskich. Wprost przeciwnie, ma być ono ograniczane. Preferowane są natomiast wysiłki zmierzające do upowszechnienia w gospodarce gazów nieemisyjnych na czele z wodorem, który „(...) będzie miał zasadnicze znaczenie w zastępowaniu gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w gałęziach przemysłu i w transporcie, w których trudno obniżyć emisyjność”¹². Biorąc powyższe pod uwagę, można uznać, że rozwój sektora gazowego w kolejnych latach może podążać jedynie w kierunku zmian jakościowych, polegających na wprowadzaniu rozwiązań służących produkcji i organizacji logistyki dla gazów odnawialnych. Transformacja tradycyjnego gazownictwa stymulowana będzie natomiast przede wszystkim przez nowelizację dotychczasowych i wprowadzanie nowych regulacji prawnych.

Strategia inwestycyjna i finansowa UE wobec infrastruktury gazu ziemnego

Dążenie UE do osiągnięcia neutralności klimatycznej spowodowało zmianę jej polityki inwestycyjnej w zakresie realizacji infrastruktury dla gazu ziemnego, która przez wiele lat była prężnie rozwijana szczególnie w postaci transgranicznych sieci przesyłowych gazu. Najnowsze rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z 30 maja 2022 roku, znane również jako rozporządzenie TEN-E¹³, za jeden z celów przyjmuje modernizację, dekarbonizację infrastruktury gazowej państw członkowskich na rzecz niskoemisyjnych, a zwłaszcza odnawialnych gazów, takich jak biogaz, biometan, wodór, które z biegiem lat będą zastępować gaz ziemny.

W obowiązującym rozporządzeniu TEN-E zlikwidowano status kwalifikowalności projektów infrastrukturalnych dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego jako projektów wspólnego zainteresowania, znanych również pod pojęciem projekty PCI.

Zakwalifikowanie inwestycji do wykazu PCI wymaga spełnienia takich kryteriów jak:

- znaczny wpływ inwestycji na co najmniej dwa kraje UE,
- integralność rynku,
- zwiększenie bezpieczeństwa dostaw,
- przyczynienie się do realizacji celów klimatycznych UE,
- zwiększenie konkurencji na rynku energetycznym.

Wszystkie projekty PCI podlegają uproszczonym procedurom wydawania pozwoleń i procedurom regulacyjnym.

W najbliższych latach – zgodnie z rozporządzeniem TEN-E – realizowane będą projekty związane z infrastrukturą wodorową (zarówno nowa, jak i istniejąca, dostosowywana do przesyłu

wodoru), inwestycjami infrastrukturalnymi z zakresu nowej technologii przetwarzania energii elektrycznej w gaz (*Power to Gas*) oraz rozbudową inteligentnych sieci gazowych, które umożliwią przesył gazów zielonych i niskoemisyjnych. Komisja pod koniec listopada 2023 roku podjęła działania, przyjmując pierwszą listę projektów PCI, na której po raz pierwszy znalazło się 65 projektów związanych z wodorem, co świadczy o pierwszym kroku w stronę budowy europejskiego szkieletu wodorowego. Projekty infrastrukturalne będą realizowane w trzech obszarach geograficznych: zachodniej Europie, centralno-zachodniej Europie i południowej Europie oraz rejonie Morza Bałtyckiego. Inwestycje wodorowe prawdopodobnie prowadzone będą również w Polsce ze względu na budowę interkonektora wodorowego pomiędzy Finlandią, Estonią, Łotwą, Litwą, Polską i Niemcami (obecnie znanego jako Korytarz Wodorowy Nordycko-Bałtycki¹⁴). Pierwszą oficjalną listę projektów PCI prawdopodobnie poznamy w I kwartale 2024 roku. Komisja obecnie zobowiązana jest do przedstawienia listy projektów PCI Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. Instytucje te mają dwa miesiące na wyrażenie sprzeciwu wobec wykazu. Jeżeli Parlament i Rada nie odrzucą listy, to wejdzie ona w życie i instytucje nie mogą żądać wprowadzenia poprawek do wykazu PCI.

KE jednoznacznie deklaruje, że należy zakończyć „(...) nadmierne uzależnienie UE od importu gazu, ropy i węgla z Rosji” poprzez przyspieszenie czystej transformacji energetycznej oraz oszczędności w zużyciu energii. REPowerUE powołuje się przy tym na prawny pakiet *Fit for 55*, którego wdrożenie ma doprowadzić do obniżenia zużycia gazu w UE o 30% do 2030 roku.

Zmiana kierunku inwestycyjnego na rzecz infrastruktury dla odnawialnych i niskoemisyjnych gazów spowodowała przemodelowanie instrumentów finansowania. Unijne programy i fundusze odchodzą od finansowania infrastruktury dla gazu ziemnego, ale nie oznacza to, że UE całkowicie pozbawiła inwestycje wsparcia finansowego. W zależności od funduszu lub programu status kwalifikowalności (po spełnieniu określonych warunków) mogą uzyskać inwestycje w gaz ziemny w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, systemach ciepłowniczych, wytwarzaniu energii i transporcie¹⁵.

Największe ograniczenia finansowe związane z rozwojem inwestycji dla gazu ziemnego przewidziano w instrumencie Łącząc Europę w ramach budżetu UE na lata 2021–2027, blokującym finansowanie inwestycji gazowych, takich jak transgraniczne sieci przesyłowe, terminale uznawane często za projekty PCI. Mniej rygorystyczne podejście do finansowania inwestycji gazu ziemnego przyjęto w planie REPowerEU, którego celem jest niezależnienie UE od dostaw rosyjskiego gazu. Środki finansowe są przeznaczone na realizację inwestycji, które mają najpilniejsze potrzeby w zakresie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i gazu, aby umożliwić dywersyfikację dostaw¹⁶. Poza tym dwa z funduszy polityki spójności – Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz Spójności oraz Instrument Odbudowy (KPO) wspierają

finansowo sieci przesyłowe i dystrybucyjne, w tym ich rozbudowę. Są dopuszczalne, jeśli infrastruktura będzie wykorzystywać gazy odnawialne i niskoemisyjne¹⁷. W przypadku Funduszu Modernizacyjnego, który obejmuje do dziesięciu państw członkowskich UE o niższych dochodach, istnieje możliwość wykorzystania wsparcia na inwestycje gazu ziemnego jedynie w niewielkiej części otrzymanych środków (mniej niż 30%).

Ograniczenia dla gazu ziemnego wynikające z obowiązujących i projektowych regulacji Unii Europejskiej

W obliczu inwazji Rosji na Ukrainę, aby uniknąć całkowitego wstrzymania dostaw gazu, Rada UE przyjęła rozporządzenie 2022/1369 z 5 sierpnia 2022 roku w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz – w celu obniżenia zużycia gazu w całej UE przed sezonem zimowym 2022–2023. Sytuacja geopolityczna wymusiła podjęcie przez UE odważnego kroku w kierunku ograniczenia gazu ziemnego, co niewątpliwie przybliży ją do realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu.

Według rozporządzenia 2022/1369, państwa UE były zobowiązane do dolożenia wszelkich starań, aby swoje zużycie gazu, przy wyborze skutecznych środków, na poziomie krajowym w okresie od 1 sierpnia 2022 roku do 31 marca 2023 roku zmniejszyć o co najmniej 15% w porównaniu ze średnim zużyciem od 1 sierpnia do 31 marca w okresie ostatnich pięciu lat. W przypadku ogłoszenia przez Radę UE, na wniosek KE, unijnego stanu alarmowego, czyli sytuacji poważnego niedoboru dostaw gazu lub nadzwyczajnego wysokiego zapotrzebowania, państwa członkowskie UE były zobligowane do podjęcia działań zmniejszających zapotrzebowanie na gaz o taką samą wartość jak w przypadku dobrowolnej redukcji. Unia wskazała, że krajowe środki mają na celu zmniejszyć zużycie gazu w sektorze energii elektrycznej i ciepłownictwie oraz promować wybór innego rodzaju paliwa w przemyśle.

Wprowadzone regulacje doprowadziły do skutecznego zmniejszenia zapotrzebowania na gaz w całej UE o 19% w okresie od sierpnia 2022 roku do stycznia 2023 roku¹⁸. Tym samym zużycie gazu ziemnego w Polsce w tym okresie spadło o 13% w porównaniu ze średnim zużyciem gazu w tym samym okresie w poprzednich pięciu latach, jednak jest to wynik nieznacznie niższy od celu, jakim była redukcja o 15%¹⁹.

Sukces skoordynowanych działań na poziomie UE oraz nieustające czynniki, takie jak zagrożenie związane z dostawami z Rosji, warunkami pogodowymi i ze zmianami na światowym rynku gazu w 2023 roku, doprowadziły do przyjęcia rozporządzenia Rady 2023/706 z 30 marca 2023 roku²⁰, przedłużającego obowiązywanie wymogu zmniejszania zapotrzebowania gazu na kolejne 12 miesięcy w celu zapewnienia na sezon zimowy 2023/2024 wystarczającego zapasu gazu, aby nie doprowadzić do panicznych jego zakupów, które będą skutkować wysokimi cenami i niedoborami na rynku.

Podjęte działania na rzecz ograniczenia zużycia gazu w państwach członkowskich UE nie wyeliminują go całkowicie z europejskiego rynku gazów, czego dowodem są projekty rozporządzenia oraz dyrektywy w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, które nadają gazowi ziemnemu przejściową rolę²¹. Należy podkreślić, że

pod koniec listopada 2023 roku Rada i Parlament UE osiągnęły wstępne porozumienie polityczne w sprawie dyrektywy ustanawiającej wspólne zasady rynku wewnętrznego gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, co jest dobrym początkiem dla procesu legislacyjnego.

Wśród regulacji dotyczących wszystkich nośników energii najbardziej wyczekiwane są ramy prawne dla rynku odnawialnego wodoru. Pierwszymi regulacjami w zakresie wodoru odnawialnego była dyrektywa 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku, zwana RED II²², która zobowiązuje państwa członkowskie do przyjęcia systemu certyfikacji odnawialnego wodoru w celu wykazania spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju w całym cyklu życia wodoru – od jego produkcji do konsumpcji). Rozporządzenia delegowane Komisji UE, wydane na podstawie regulacji zawartych w RED II, określają zasady produkcji wodoru odnawialnego²³ oraz ustanawiają minimalne progi ograniczenia emisji gazów cieplarnianych²⁴. Są to pierwsze podstawowe regulacje wodorowe, które wymagają kolejnych norm w ramach dyrektywy ustanawiającej wspólne zasady rynku wewnętrznego gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, która będzie zawierała regulacje dotyczące działania i obowiązków operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych wodoru, certyfikacji operatorów i magazynów wodoru, dostępności sieci wodorowych i magazynów oraz przepustowości.

Sektor finansowy wobec dekarbonizacji gazownictwa

Deklarowany przez gremia polityczne strategiczny kierunek odchodzenia od paliw kopalnych wspierany jest przez światowe i europejskie instytucje finansowe. Ogłaszane w ostatnich latach przez banki strategie, kładące nacisk na wspieranie „zielonej” transformacji w gospodarce, w praktyce zawężają możliwości finansowania inwestycji dla tradycyjnego gazownictwa.

■ Bank Światowy (ang. *World Bank Group*)

W grudniu 2017 roku Bank Światowy ogłosił, że po 2019 roku zaprzestanie finansowania przedsięwzięć związanych z wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego. Powołując się na porozumienie paryskie²⁵, bank poinformował, że jego celem jest konsekwentne zwiększanie finansowania działań klimatycznych do poziomu 28% wszystkich udzielanych kredytów do 2020 roku. Bank Światowy podjął także zobowiązanie m.in. do raportowania emisji gazów cieplarnianych z projektów inwestycyjnych, którym udzielił finansowania, takich jak energetyka²⁶.

■ Europejski Bank Inwestycyjny (ang. *European Investment Bank/EBI*)

W listopadzie 2019 roku EBI ogłosił swoją nową strategię w zakresie udzielania kredytów energetycznych, która wyklucza, począwszy od 2021 roku „(...) finansowanie projektów związanych z energią z paliw kopalnych, w tym gazu”. Bank przyjął także nowy standard emisji 250 g CO₂ na kWh jako kryterium stosowane przy ocenie projektów energetycznych²⁷.

■ Commerzbank

Niemiecki bank w grudniu 2021 roku przyjął nową politykę kredytową, której celem jest przede wszystkim wymuszenie odejścia od węgla do 2030 roku i przyspieszenie transformacji gospodarki. Natomiast w przypadku relacji z firmami z sektora naftowo-gazowego będą one podlegały regularnym przeglądom pod kątem

kryteriów środowiskowych i społecznych. Commerzbank zadeklarował jednocześnie, że „(...) nie będzie nawiązywał nowych relacji biznesowych ze spółkami planującymi rozwój działalności naftowo-gazowej” i nie będzie udzielał finansowania projektom nowych elektrowni wykorzystujących ropę i gaz. Commerzbank wycofał się także z kredytowania wydobycia ropy i gazu²⁸.

■ ING

W politykę ochrony klimatu oraz zobowiązania wynikające z porozumienia paryskiego wpisuje się także strategia kolejnego europejskiego banku – ING. W marcu 2022 roku bank ogłosił, że jego celem jest zwiększenie finansowania energetyki odnawialnej o 50% do końca 2025 roku. Jednocześnie zadeklarował zakończenie finansowania inwestycji w nowe złoża ropy i gazu²⁹.

■ PNB Paris

W maju 2023 r. francuski bank, w ramach aktualizacji strategii, podjął decyzję o zakończeniu finansowania rozwoju i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z nowych złóż. Celem banku jest obniżenie finansowania poszukiwań złóż paliw kopalnych o 80% do 2030 roku³⁰.

* * *

Warunki, w jakich funkcjonuje europejskie gazownictwo będą coraz silniej wymuszać zmianę jego dotychczasowego modelu. W świetle przedstawionych strategii polityczno-finansowych gaz ziemny w średnim i długim horyzoncie czasowym będzie paliwem, którego rynek systematycznie ma się kurczyć. W jego miejsce mają wchodzić gazy nieemisyjne w postaci zielonego wodoru i biometanu. Wspieranie tego procesu może doprowadzić do głębokiej rekonstrukcji gazownictwa i wyłonienia się nowego multipaliwowego sektora, strukturalnie i procesowo mocno powiązanego z odnawialną energetyką oraz zdekarbonizowanym przemysłem chemicznym.

Dr Marcin Sienkiewicz, Uniwersytet Wrocławski
Mgr Agnieszka Górka, Uniwersytet Gdański

¹ IGU, *Global Gas Report 2023*, s. 6.

² IEA, *Medium-Term Gas Report 2023*, s. 1, <https://www.iea.org/reports/medium-term-gas-report-2023>

³ *Ibidem*, s. 6.

⁴ Więcej na ten temat w M. Sienkiewicz, *Konsekwencje kryzysu gazowego dla europejskich rynków gazu*, „Przegląd Gazowniczy”, wrzesień 2023 r., s. 29.

⁵ European Commission, *Market Observatory for Energy DG Energy Volume 16* (issue 1, covering first quarter of 2023), s. 5, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023/10/Quarterly_Report_on_European_Gas_markets_Q1_2023.pdf

⁶ *Ibidem*, s. 6.

⁷ European Commission, *The Commission produces quarterly reports on EU gas and electricity markets*, https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en

⁸ Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions The European Green Deal, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX%3A52019D0C0640>

⁹ *Ibidem*.

¹⁰ *Ibidem*.

¹¹ Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPowerEU Plan, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

¹² *Ibidem*.

¹³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z 30 maja 2022 roku w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylene rozporządzenia (UE) nr 347/2013.

¹⁴ *Annex to the Commission Delegated Regulation (EU) .../amending Regulation (EU) No 2022/869 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest and projects of mutual interest.*

¹⁵ *Niebezpieczeństwo energetyczne: finansowanie polskich i rumuńskich inwestycji w gaz ziemny z funduszy UE jest sprzeczne z celami klimatycznymi*, CEE Bankwatch Network, Polska Zielona Sieć, 2023.

¹⁶ *Ibidem*.

¹⁷ *Ibidem*.

¹⁸ Rozporządzenie Rady, zmieniające rozporządzenie (UE) 2022/1369 w odniesieniu do przedłużenia okresu zmniejszania zapotrzebowania w kontekście środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz oraz zwiększenia sprawozdawczości i monitorowania realizacji tych środków.

¹⁹ Zalecenie Rady w sprawie krajowego programu reform Polski na 2023 rok, zawierające opinię Rady na temat przedstawionego przez Polskę programu konwergencji na 2023 rok.

²⁰ Rozporządzenie Rady 2023/706 z 30 marca 2023 roku, zmieniające rozporządzenie (UE) 2022/1369 w odniesieniu do przedłużenia okresu zmniejszenia zapotrzebowania w kontekście środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz oraz w odniesieniu do zwiększenia sprawozdawczości i monitorowania realizacji tych środków.

²¹ Komunikat prasowy Rady UE, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2023/11/28/internal-markets-in-renewable-and-natural-gases-and-in-hydrogen-council-and-parliament-reach-deal/>, 30.11.2023.

²² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

²³ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z 10 lutego 2023 roku, uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego.

²⁴ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z 10 lutego 2023 roku, uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz dzięki pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym.

²⁵ World Bank Group, *World Bank Group Announcements at One Planet Summit*, Paris, 12 December, 2017, <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2017/12/12/world-bank-group-announcements-at-one-planet-summit>.

²⁶ World Bank Group, *World Bank Group Announcements at One Planet*, 12 December 2017, Summit, <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2017/12/12/world-bank-group-announcements-at-one-planet-summit>

²⁷ EBI, *EU Bank launches ambitious new climate strategy and Energy Lending Policy*, <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy.htm>

²⁸ Commerzbank, *Commerzbank forces coal phase-out 2030*, December 13, 2021, https://www.commerzbank.de/en/hauptnavigation/presse/pressemittellungen/archiv1/2021/4__quartal/presse_archiv_detail_21_04_100042.html

²⁹ ING, *ING steps up renewable energy efforts and restricts financing of new oil & gas fields*, 23 March 2022, <https://www.ing.com/Newsroom/News/ING-steps-up-renewable-energy-efforts-and-restricts-financing-of-new-oil-gas-fields.htm>

³⁰ <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/bnp-paribas-will-no-longer-provide-financing-development-new-oil-gas-fields-2023-05-11/>

Magazyny energii zmieniają system energetyczny

Zagrożenie, ale i szansa dla gazu w energetyce

Konrad Świrski

Kiedy w Polsce dyskutujemy i planujemy transformację oraz odejście od węgla (i – szerzej – od paliw kopalnych), Kalifornia szybko to realizuje i chce osiągnąć 90-procentową redukcję CO₂ do 2035 roku. Mając dziś około 50% udziału energetyki zeroemisyjnej (30% OZE, 10% hydro, 10% en. jądrowa), Kalifornia staje przed kolejnym wyzwaniem – jak zbudować całkowicie zeroemisyjny system [1], ale bez udziału energetyki jądrowej (jej rozwój nie jest przewidywany).

Pomysł to bezprecedensowy rozwój energetyki słonecznej (duże instalacje), połączone z rozwojem magazynowania energii (magazyny bateryjne). 100% zeroemisyjności ma osiągnąć w 2045 roku za pomocą rozbudowy mocy zainstalowanych z 35 GW obecnie do około 73 GW w 2030 i aż do około 180 GW w 2045 roku – głównie poprzez zwiększanie mocy wielkich PV i magazynów. To właśnie one mają pełnić kluczową rolę w nowym systemie energetycznym – Kalifornia jest światowym liderem w ich wykorzystaniu. O ile w 2019 roku moc magazynów (bateryjnych) wynosiła 250 MW, to obecnie pracuje ponad 5000 MW, wkrótce (w 2030 roku) ma być prawie 20 000 MW, a docelowo 52 000 MW (w 2045 roku). Kalifornia nie przejmuje się szeroko dyskutowanymi problemami z dostępnością metali ziem rzadkich, ceną magazynów czy hipotetycznymi zagrożeniami pożarowymi.

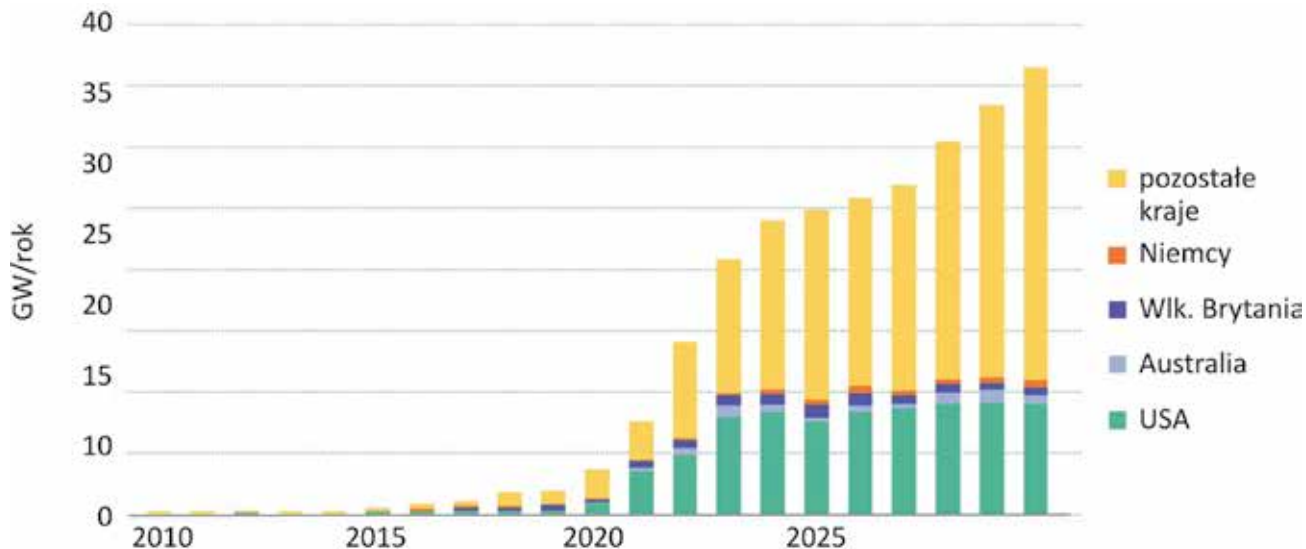
Już dziś, śledząc dobowe zmiany mocy w kalifornijskim systemie, widać podobne wzorce jak w przypadku domów (zlokalizowanych na obszarach południowego klimatu) wyposażonych w PW i magazyn. Dobowa produkcja powoli dominowana jest przez instalacje fotowoltaiczne (maksimum w ciągu dnia), które dodatkowo ładują magazyny wchodzące do pracy w szczycie popołudniowym, wraz ze zmniejszaniem się intensywności słońca, a następnie przejmując dużą część generacji (zwykle w okresie 4-godzinne go rozładowania). Imponujące jest nie tylko to, że magazyny działają już jako źródło produkcji energii, ale przede wszystkim jak szybko weszły one do systemu (4 lata instalacji około 5 GW). Jeśli koncepcja się powiedzie, Kalifornia będzie pierwszym „nowym” systemem energetycznym, w którym magazyny bateryjne przejmą rolę podstawowego źródła zabezpieczenia dostaw w przypadku braku generacji OZE (w tym przypadku w nocy). Oczywiście, można znaleźć słabe punkty – nie da się bowiem łatwo przenieść doświadczeń kalifornijskich na inne obszary

(np. Polskę) z uwagi na warunki pogodowe. Tam słońce pozwala na nieprzerwaną generację praktycznie przez cały rok) i w mniej intensywny sposób musi zabezpieczyć potrzeby ciepłownicze. Niemniej jednak model OZE plus magazyny staje się atrakcyjną koncepcją alternatywnego i przyszłościowego systemu energetycznego, który może być konkurencyjny wobec forsowanego także w Polsce wprowadzania energetyki jądrowej.

Rozwój bateryjnych magazynów energii na pewno jest przesądzony. Obecnie największe magazyny [2] (właśnie w Kalifornii) osiągają 400 MW/1600 MWh (*Visra Energy Corporation*), na Florydzie *Manatee Energy Storage Center Project* (409 MW/900 MWh) czy 300 MW/450 MWh *Victorian Big Battery* (Australia). Moce porównywalne są więc ze średniej wielkości blokami energetycznymi, oczywiście, sposób pracy jest inny. Cykle rozładowania zajmują zwykle około czterech godzin, więc największe dostępne pojemności (obecnie) to właśnie 1600 MWh. Zmiany jednak idą lawinowo – można spodziewać się podwojenia dostępnych mocy (i pojemności) w następnych pięciu latach. Globalna moc planowana w systemach wielu krajów rośnie dynamicznie. Europa znajduje się dziś nieco w tyle wobec imponujących planów Kalifornii i niektórych krajów azjatyckich – na przykład Niemcy około 35 GW w 2037 roku, Wielka Brytania 20 GW do 2030 roku. W Polsce wydano już około 7 GW warunków przyłączeniowych dla magazynów. Europejskie magazyny są też nieco mniejsze w budowanych mocach (największe kilkadziesiąt MW), chociaż właśnie w Polsce obecnie planowany jest największy europejski magazyn (205 MW/820 MWh).

Szeroko dyskutowana jest końcowa opłacalność budowy i eksploatacji magazynów, które zwykle próbują połączyć różne modele przychodowe – uczestnictwo w rynku mocy (tu warto zauważyć duży udział magazynów w polskim rynku), bezpośrednia praca, wykorzystująca spread cenowy dobowy (i codobowe cykle

Rozwój rynku magazynowego na świecie (roczne inwestycje w moc magazynową)



rozładowania), a także pomoc w bezpośredniej regulacji częstotliwości dla systemów dystrybucyjnych (tu magazyny baterijne z czasem reakcji około 0,02 sek. są bezkonkurencyjne). Obecnie dane cenowe są rozbieżne, ale można spodziewać się, że w najbliższym czasie koszt analogiczny do LCOE będzie (optymistycznie) na poziomie 100 \$/MWh (choć niektóre dzisiejsze raporty pokazują wielkość dwa razy wyższą [3]) lub nastąpi silny spadek do 2035 roku (co pokazuje, na jakich spreadach mogą działać magazyny), a dostępne raporty z Kalifornii już dziś szacują opłacalność eksploatacji na poziomie 70–100 \$ rocznie na kW mocy zainstalowanej [4]. Zdecydowanie technologia nie jest niszowa ani na warunkach silnego subsydiowania, a realnie wchodzi w etap komercyjnego rozwoju – następuje szybki wzrost dostępnej mocy, rosną moce produkcyjne fabryk magazynowych, spada cena, a budowa i instalacja to już proces standardowy, o ekstremalnie krótkim (jak na system energetyczny) czasie. Biznes magazynowy też jest skorelowany z elektromobilnością (analogiczne technologie produkcji baterii), co będzie miało wpływ na obniżkę kosztów i właściwie jest już przesądzone, że będzie to jeden z najbardziej rosnących rynków (patrz wykres, zamieszczony za [5]).

W Polsce, niezależnie od planowania i kolejnych wersji transformacji energetycznej, wygra technologia, która będzie rozwijać się najszybciej i najtaniej. Magazyny mogą być szybką alternatywą zmian i w naturalny sposób powstaną na podstawie dzisiejszych kontraktów rynku mocy. Jeśli zbudujemy choć połowę z planowanych 7 GW do 2030 roku (a nie jest to niemożliwe), praca magazynów może być już zauważana w systemie i powoli zacznie „wypychać” z rynku inne jednostki generacyjne (węgiel), a mogą one stać się zagrożeniem dla kolejnych projektów gazowych (i tak będących pod presją kolejnych odsłon europejskiej polityki klimatycznej i ambitnych celów redukcji), a przede wszystkim dla bardzo odległych (w terminie budowy) elektrowni jądrowych. Jednak – w przeciwieństwie do Kalifornii – w Polsce baterijne magazyny energii nie są remedium na wszystko.

Nasze krajowe warunki pogodowe powodują trudności w miesiącach zimowych (choć, oczywiście, pomysł jest większa liczba farm wiatrowych, szczególnie projekty *off shore*), ale wciąż zagrożeniem są dłuższe okresy pracy systemu bez generacji

OZE (tydzień czy dwa bez wiatru i słońca, zwłaszcza jeśli występują niskie temperatury zewnętrzne). W naturalny sposób polski system energetyczny musi mieć większą liczbę magazynów długoterminowych (a te nie są dobrze rozwinięte komercyjnie) albo jednostki rezerwowe i tu chyba rola gazu pozostanie poza konkurencją. Konieczność dostaw ciepła systemowego (i dla procesów przemysłowych) może być szansą na szersze niż obecnie się planuje wykorzystanie układów gazowych (parowo-gazowych) i w pewnym sensie na powrót do koncepcji transformacji węgiel-gaz. W nowych warunkach mogłoby to być: OZE-magazyny-gaz (w dłuższej perspektywie – 2050 roku – gaz mógłby dalej transformować się w kierunku gospodarki wodorowej, która na pewno ma już opóźnienia na prognozowanej ścieżce rozwoju). Sprzyja temu obecny trend cenowy – uspokojenie na rynku gazu, malejące ceny, nadmiar surowca na rynku wobec standardowych problemów kopalń węgla. A przede wszystkim wygra rynek i globalne procesy, a nie lokalne plany i strategie. A tu magazyny obecnie wygrywają i „nie powiedziały ostatniego słowa”. Jedyną kwestią budzącą niepokój jest Kalifornia – stan, który zawsze inwestował i zmieniał się jako pierwszy. Na przykład był prekursorem zmian na rynku energii, co zaowocowało... wielkim kryzysem 2000 roku. Nie wiadomo, czy tak nie stanie się z magazynami (potencjalny kryzys), ale końcowe zwycięstwo jest pewne. I jak widać w Polsce... wcale nie musi to oznaczać złej sytuacji dla rynku gazowego.

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

Literatura

- [1] Building The Electricity Grid of The Future; California's Clean Energy Transition; Governor Gavin Newsom , May 2023.
- [2] <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/the-top-5-largest-battery-energy-storage-systems-worldwide>
- [3] Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update Wesley Cole and Akash Karmakar National Renewable Energy Laborator, Technical Report NREL/TP-6A40-85332, June 2023.
- [4] Special Report on Battery Storage, July 7, 2023, Prepared by: Department of Market Monitoring, California Independent System Operator
- [5] Battery storage Stability for the energy transition ; tion-renewables.com

Wyzwania w zakresie wdrożenia dyrektywy NIS 2

Zmieniający się krajobraz (cyber)zagrożeń

Marcin Kieszkowski

Wydaje się, że branża gazowa jest obszarem pełnym niepewności i potencjalnej zmienności. Między rosnącym lub malejącym popytem konsumentów, wahaniami cen a oczywistymi kwestiami geopolitycznymi, gdy jeden z globalnych dostawców grozi odcięciem dostaw, każdy dzień przynosi niespodzianki i ryzyko. Od 2022 roku stale obserwujemy podnoszący się poziom ryzyka i niepewności. Inwazja Rosji na Ukrainę przypomina, jak szybko zmiany w krajobrazie geopolitycznym mogą wpływać na ceny energii.

Negocjacje nad nowym porozumieniem nuklearnym z Iranem powodują kolejne komplikacje dotyczące perspektyw energetycznych. Jednocześnie wciąż odczuwalny jest wpływ COVID-19. Chociaż wydaje się, że sytuacja się ustabilizowała, w wielu częściach świata nadal występują problemy z łańcuchem dostaw. Do tego dochodzą działania na całym świecie, promujące wysiłki na rzecz dekarbonizacji i rosnąca presja aktywistów, związana ze zmianami klimatycznymi. Na wyżej opisane wyzwania nakłada się również ciągle, rosnący wzrost cyberprzestępczości oraz ekspozycji na ataki w systemach automatyki przemysłowej.

Wraz z postępującą integracją środowisk IT (technologii informacyjnych) i OT (technologii operacyjnych) wzrasta ryzyko przenikania cyberzagrożeń między tymi obszarami. To zjawisko rozszerza obszar potencjalnych ataków, co może mieć duży wpływ na działania zarówno w sferze IT, jak i OT. Incydenty cyberbezpieczeństwa mogą więc stwarzać realne zagrożenia dla życia i zdrowia ludzi, negatywnie wpływać na środowisko naturalne i zakłócać procesy produkcyjne. Takie ryzyko jest szczególnie znaczące w sektorze gazowym, który odpowiada za dostarczanie kluczowych usług i utrzymanie stabilności infrastruktury krytycznej państwa. Dostępne badania potwierdzają te wnioski. Z „Barometru cyberbezpieczeństwa”¹, opracowanego przez KPMG w Polsce, wynika, że w prawie jednej trzeciej polskich firm w 2022 roku zwiększyła się liczba cyberataków na ich systemy. Należy zwrócić uwagę, iż przedsiębiorstwa z sektora energetycznego są częstym celem działań cyberprzestępców. Najlepszym przykładem z ostatniego okresu są kampanie *Sogu* i *Snowydrive*. Znane grupy przestępcze opracowały specjalne oprogramowanie, które rozprzestrzeniło się poprzez urządzenia typu pendrive. W przypadku drugiej kampanii głównym celem stały się azjatyckie firmy z branży naftowej i gazowej. Raport IBM *X-Force Threat Intelligence Index*² wskazuje, że branża energetyczna była czwartym najczęściej atakowanym sektorem, stanowiąc łącznie 10,7% ataków, podczas gdy najczęstszym wektorem infekcji były publicznie dostępne aplikacje, stanowiące 40% wszystkich ataków. Aby uzmysłowić sobie potencjalne konsekwencje skutecznego ataku cyberprzestępców, warto przybliżyć dostępne dane statystycz-

ne dotyczące skutków finansowych incydentów bezpieczeństwa. Według organizacji ENISA i badania NIS Investments³, mediana bezpośrednich kosztów poważnego incydentu bezpieczeństwa w branży energetycznej wynosiła w 2022 roku około 270 tysięcy euro, podczas gdy największy średni koszt, przekraczający 540 tysięcy euro, odnotowuje się w przypadku popularnych ataków typu *ransomware*. Wspomniane koszty są zazwyczaj związane z potrzebą zarządzania samym incydentem, w tym korzystania z usług firm zewnętrznych do przeprowadzenia analiz informatycznych i powłamaniowych, eliminacji intruza z systemów IT/OT, oraz z procesami odzyskiwania danych i zapewnienia ciągłości działania. Do tego należy doliczyć straty spowodowane utratą produktywności.

Kontekst dyrektywy NIS 2

W obliczu rosnących zagrożeń w cyberprzestrzeni, podejmowane są inicjatywy regulacyjne, mające na celu dostosowanie się do dynamicznego świata technologii. W grudniu 2022 roku Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej zatwierdziły dyrektywę NIS 2 (*Network and Information Systems Directive 2*), co w praktyce daje państwom UE czas do 17 października 2024 roku na wdrożenie dyrektywy unijnej do krajowego porządku prawnego.

Wspomniana regulacja, jako następczyni dyrektywy NIS, wprowadza wiele nowych wymagań i rozszerza zakres odpowiedzialności podmiotów z sektorów kluczowych, w tym gazownictwa. Jak zaznaczają twórcy nowej regulacji⁴, NIS 2 ma adresować problemy poprzedniej dyrektywy składające się na:

- niewystarczającą cyberodporność przedsiębiorstw,
- brak wspólnej reakcji na kryzysy wśród państw członkowskich UE i pomiędzy przedsiębiorstwami,
- niedostateczne wspólne zrozumienie głównych zagrożeń i wyzwań,
- niespójną odporność wśród państw członkowskich UE.

Od czasu wprowadzenia początkowej dyrektywy NIS w 2016 roku, która odnosiła się do ośmiu kluczowych sektorów, Unia Europejska znacząco poszerzyła swoje podejście i zwiększyła zakres do osiemnastu sektorów uznawanych za krytyczne dla bez-

piecznego, efektywnego i skutecznego funkcjonowania społeczeństwa. Warto zauważyć, że dyrektywa NIS 2 jest minimalnym zestawem wytycznych i obowiązków. W dalszym kroku powinna zostać transponowana do lokalnego porządku prawnego za pomocą ustawy lub innego aktu prawnego. W ramach tego procesu kraje mają możliwość określenia dalszych wymagań i zasad. Na przykład w ramach implementacji pierwszej dyrektywy NIS w Polsce do zakresu dodany został nowy podsektor „Wydobywanie kopalin” w ramach sektora „Energia”.

Nowe zasady klasyfikacji przedsiębiorstw

Jedną z kluczowych zmian w nowej wersji dyrektywy jest to, że – według NIS 2 – wyróżniane są dwa główne typy podmiotów:

- **kluczowe** (ang. *Essential Entities*) – organizacje, które odgrywają ważną rolę w zapewnianiu podstawowych usług dla społeczeństwa i gospodarki. Zazwyczaj są one większe i mają duży wpływ na funkcjonowanie krytycznej infrastruktury i usług. Ich działalność uważana jest za niezbędną dla utrzymania kluczowych funkcji społecznych, zdrowia, bezpieczeństwa, porządku publicznego, gospodarczego lub społecznego dobrobytu i skuteczności.
- **ważne** (ang. *Important Entities*) – odgrywają one również ważną rolę w społeczeństwie i gospodarce, ale ich wpływ na krytyczną infrastrukturę i usługi jest oceniany jako mniejszy niż w przypadku podmiotów kluczowych. Są to zazwyczaj mniejsze organizacje lub takie, których działalność ma mniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa i stabilności społeczeństwa.

Klasyfikacja podmiotów w dyrektywie NIS 2 opiera się na wielu czynnikach, takich jak wielkość organizacji, roczny obrót, a także znaczenie i charakter świadczonych usług. To różnicowanie pozwala na bardziej elastyczne i skierowane podejście do zarządzania ryzykiem i wdrażanie środków bezpieczeństwa. W praktyce wymogi dla tych dwóch typów podmiotów są do siebie zbliżone. Najistotniejsze różnice to wysokość kar finansowych oraz podejście do kontroli i nadzoru. Podmioty kluczowe mogą być weryfikowane wrywkowo, podczas gdy podmioty ważne jedynie w trybie *ex post*, co oznacza, że działania mogą zostać podjęte, jeśli zidentyfikowane zostaną dowody na niezgodność z wymogami regulacji.

Znaczenie dla branży gazowniczej

Dla branży gazowniczej dyrektywa NIS 2 oznacza konieczność przestrzegania bardziej rygorystycznych standardów bezpieczeństwa cybernetycznego. Zarządzanie ryzykiem cybernetycznym staje się kluczowym elementem strategii bezpieczeństwa dla firm gazowniczych. Wymaga nie tylko zabezpieczenia systemów informatycznych (IT), ale również technologii operacyjnych (OT), które są sercem działalności produkcyjnej i dystrybucyjnej branży. Dyrektywa NIS 2 podkreśla potrzebę holistycznego podejścia do cyberbezpieczeństwa, obejmującego zarówno aspekty techniczne, jak i organizacyjne. Firmy będą musiały dokonać kompleksowej oceny swoich systemów IT i OT pod kątem podatności na cyberataki. Należy to rozumieć nie tylko jako zabezpieczenie przed zewnętrznymi atakami, ale również zarządzanie ryzykiem wewnętrznym, wynikającym na przykład z błędów ludzkich lub niedostatecznych procedur operacyjnych. Wyzwaniem jest tutaj zrozumienie i zastosowanie odpowiednich standardów bezpie-

czeństwa, które są dostosowane do specyfiki branży gazowniczej, w której przerwy w dostawach mogą mieć poważne konsekwencje dla gospodarki i społeczeństwa.

Dyrektywa NIS 2 od firm gazowniczych wymaga również wdrożenia procedur odpowiedzi na incydenty. Oznacza to, że w przypadku wykrycia naruszenia bezpieczeństwa firmy muszą być w stanie szybko zidentyfikować źródło problemu, zminimalizować skutki ataku i przywrócić normalne działanie systemów. Jest to szczególnie istotne w branży, w której szybka i skuteczna reakcja może zapobiec długotrwałym przerwom w dostawach gazu i związanym z tym konsekwencjom dla odbiorców. Ponadto, dyrektywa nakłada na przedsiębiorstwa obowiązek regularnego raportowania o incydentach bezpieczeństwa, co wymaga zaimplementowania odpowiednich systemów monitorowania i dokumentacji. Takie działania mają na celu nie tylko zwiększenie przejrzystości i odpowiedzialności firm, ale również umożliwienie organom regulacyjnym lepszego zrozumienia obecnych wyzwań i zagrożeń w sektorze.

Wdrożenie dyrektywy NIS 2 to również szansa na zwiększenie zaufania między różnymi uczestnikami rynku gazowego. Poprzez demonstrację zaangażowania w cyberbezpieczeństwo i zgodność z regulacjami firmy mogą budować lepsze relacje z klientami, dostawcami i partnerami biznesowymi. Jest to szczególnie ważne w kontekście globalnego łańcucha dostaw gazu, ponieważ zaufanie i stabilność są tu kluczowe dla płynności rynku.

Wyzwania implementacyjne

Sposób, w jaki polskie firmy mogą podchodzić do wdrażania poszczególnych wytycznych może różnić się w zależności od specyfiki i wielkości przedsiębiorstwa. Małe i średnie przedsiębiorstwa mogą napotykać większe trudności związane z ograniczonymi zasobami finansowymi i kadrowymi, niezbędnymi do wprowadzenia odpowiednich środków ochrony. Te wyzwania mogą okazać się bardziej skomplikowane do przewyżczenia niż w większych firmach, w których zasoby te są zazwyczaj bardziej dostępne. Realizacja postanowień dyrektywy NIS 2 jest m.in. wyzwaniem technologicznym, co pociąga za sobą konieczność zwiększenia inwestycji w kapitał ludzki. Wymagane więc będzie wsparcie ze strony specjalistów mających odpowiednie umiejętności i kompetencje. Ponadto, biorąc pod uwagę charakterystykę środowisk OT, wyzwaniem może okazać się również zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa i spełnienie obowiązków dyrektywy w warstwie technicznej. Dobrym przykładem może być próba spełnienia wymogów NIS 2 w zakresie kryptografii, która może być utrudniona lub wręcz niemożliwa do realizacji w charakterystycznych dla wielu przedsiębiorstw z branży gazowniczej starszych systemach automatyki przemysłowej, często wykorzystujących niezabezpieczone protokoły.

Dodatkowym wyzwaniem w skutecznym dostosowaniu organizacji do wymogów NIS 2 jest potrzeba ciągłej adaptacji i monitorowania zmian w obszarze regulacyjnym. Niezależnie od oczekiwanych szczegółowych wymagań i wytycznych, które zostaną określone na poziomie implementacji dyrektywy do polskiego porządku prawnego, relatywnie niedawno (we wrześniu 2023 roku) Komisja Europejska opublikowała dwa dodatkowe komunikaty⁵, z dalszymi wytycznymi dotyczącymi stosowania dyrektywy NIS 2. Dokumenty te zawierają m.in. zestawienie wymaganych informa-

cji potrzebnych do przeprowadzenia klasyfikacji podmiotów czy wyjaśnienia stosowania przepisów dotyczących związku między dyrektywą NIS 2 a obecnymi i przyszłymi sektorowymi aktami prawnymi UE, w których przewidziano środki zarządzania ryzykiem w cyberbezpieczeństwie lub wymogi w zakresie zgłaszania incydentów. Komisja ma możliwość uchwalenia dalszych aktów delegowanych lub wykonawczych, mających na celu doprecyzowanie zapisów dyrektywy NIS 2.

Strategie i dobre praktyki

Aby skutecznie wdrożyć dyrektywę NIS 2, zalecane jest przyjęcie spójnej i kompleksowej strategii, obejmującej zarówno technologiczne, jak i organizacyjne aspekty bezpieczeństwa. Należy wziąć pod uwagę takie elementy jak rozwój wewnętrznych zasobów i kompetencji, inwestycje w nowoczesne rozwiązania bezpieczeństwa, w tym techniki szyfrowania danych i bezpiecznej komunikacji, regularne monitorowanie postępów oraz zidentyfikowanych ryzyk w zakresie osiągnięcia (oraz późniejszego utrzymania) zgodności, a także zapewnienie zwiększenia świadomości całej organizacji w obszarze bezpieczeństwa. W celu realizacji założeń określonej strategii warto rozważyć powołanie dedykowanego zespołu projektowego, który zapewni zaangażowanie wszystkich kluczowych interesariuszy z wymaganych obszarów (np. cyberbezpieczeństwa, prawnego, zarządzania stronami trzecimi, zarządzania ryzykiem itp.) i usprawni koordynację i komunikację w ramach prowadzonych działań.

W miarę przygotowań do wdrożenia dyrektywy NIS 2 wiele organizacji nie jest pewnych, jak zagwarantować zgodność z nadchodzącymi regulacjami, ponieważ wiele kwestii na tym etapie pozostaje niejasnych. Jednak jest dobra wiadomość dla tych, którzy już reagują na dyrektywę NIS 2, ponieważ istnieją międzynarodowo akceptowane standardy branżowe, mogące pomóc organizacjom przygotować się poprzez zapewnienie zgodnych i skutecznych kontroli. Państwa członkowskie i działające w nich podmioty muszą wykorzystać najlepsze w klasie standardy bran-

żowe, takie jak seria IEC 62443 dla środowisk OT. Przyjmując IEC 62443, organizacje mogą proaktywnie identyfikować i adresować podatności w swoich systemach OT, a także zapewnić, że ich pracownicy są przeszkoleni i wyposażeni w utrzymanie bezpiecznego środowiska. Mimo że szczegółowe wymagania dyrektywy NIS 2 są jeszcze przed nami, organizacje mogą już podjąć działania w celu poprawy swojej postawy w zakresie cyberbezpieczeństwa, przyjmując IEC 62443.

Nadchodzące lata to czas, w którym środowiska OT będą przedmiotem inwestycji przedsiębiorstw w obszarze cyberbezpieczeństwa. Biorąc pod uwagę potrzebę spełnienia obowiązków regulacyjnych wynikających z dyrektywy NIS 2, najbliższe miesiące stanowiąc będą bardzo dobrą okazją do wzmocnienia odporności organizacji, budowy silniejszych relacji z klientami i dostawcami oraz do dalszej cyfryzacji swojej działalności w świadomy sposób.

Marcin Kieszkowski, starszy menedżer w Zespole ds. Cyberbezpieczeństwa w KPMG w Polsce

¹ KPMG, „Barometr cyberbezpieczeństwa”, *Detekcja i reakcja na zagrożenia w czasie podwyższonego alertu*, <https://kpmg.com/pl/pl/home/insights/2023/02/barometr-cyberbezpieczenstwa-2023-detekcja-i-reakcja-na-zagrozenia-w-czasie-podwyzszonego-alertu.html>

² IBM, Security X-Force Threat Intelligence Index 2023, <https://www.ibm.com/reports/threat-intelligence>

³ ENISA, NIS Investments 2022, <https://www.enisa.europa.eu/publications/nis-investments-2022>

⁴ European Parliament, Implementation Appraisal – Directive on security of network and information systems (NIS Directive), [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/654198/EPRS_BRI\(2020\)654198_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/654198/EPRS_BRI(2020)654198_EN.pdf)

⁵ Komunikat Komisji, wytyczne Komisji dotyczące stosowania art. 3 ust. 4 dyrektywy (UE) 2022/2555 (NIS 2) 2023/C 324/02, [eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023XC0914\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023XC0914(01)) oraz Komunikat Komisji, wytyczne Komisji dotyczące stosowania art. 4 ust. 1 i 2 dyrektywy (UE) 2022/2555 (NIS 2) 2023/C 328/02, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023XC0918\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023XC0918(01))

⁶ ISA/IEC 62443 Series of Standards, <https://www.isa.org/standards-and-publications/isa-standards/isa-iec-62443-series-of-standards>

Wodorowe „paliwo przyszłości” napędza rozwój polskiej gospodarki

Dominika Niewierska

Chociaż wodor nazywany jest „paliwem przyszłości”, to uczestnicy drugiej edycji Akademii H2 ORLEN będą zdobywać doświadczenie przy jak najbardziej realnych projektach, takich jak testy zeroemisyjnej lokomotywy, stacje tankowania wodoru czy laboratorium badania jakości tego surowca dla branży automotive we Włocławku i Trzebini. To początek wodorowej rewolucji, w którą do 2030 roku Grupa ORLEN zainwestuje około 7,4 mld zł.

Trzydziestu jeden studentów nauk ścisłych, ekonomicznych i humanistycznych znalazło się w gronie uczestników kolejnej edycji Akademii Wodorowej ORLEN — unikalnego na skalę światową programu, łączącego zajęcia teoretyczne na wyższych uczelniach z praktykami w najbar-

dziej innowacyjnych zakładach przemysłowych. Po ukończeniu akademii wybranym absolwentom zaproponowany zostanie staż (z możliwością stałego zatrudnienia w przyszłości) w Grupie ORLEN lub u jednego z partnerów takich projektów jak PESA, Toyota czy Solaris.

Akademia to element budowy przez ORLEN profesjonalnej kadry do rozwijania coraz liczniejszych i bardziej zaawansowanych inwestycji wodorowych koncernu zarówno w Polsce, jak i poza jej granicami. Realizacja programu dla studentów jest częścią działań w ramach Mazowieckiej Doliny Wodorowej.

– *Wodór to jedno z podstawowych źródeł energii, służących dekarbonizacji przemysłu i transportu. To jednocześnie nowoczesna branża, której dalszy rozwój zależy przede wszystkim od pracy i dostępności wykwalifikowanej kadry. Stąd pomysł, aby młodym ludziom dać szansę na zdobycie doświadczenia, zyskując przy tym potencjalnych pracowników* – powiedział **Józef Węgrecki, członek zarządu ORLEN**, podczas inauguracji drugiej edycji Akademii H2.



AKADEMIA H2_STUDENCI – na zdjęciu uczestnicy tegorocznej Akademii H2 ORLEN.

Fakt, że to właśnie ORLEN jest organizatorem Akademii H2 nie jest przypadkiem. Koncern już dziś jest jednym z największych producentów wodoru w Polsce i Europie. Wodór nisko- i zeroemisyjny uznawany jest za jeden z kluczowych elementów zielonej transformacji. W kolejnych sześciu latach Grupa ORLEN, poprzez inwestycje sięgające 7,4 mld zł, chce osiągnąć moce produkcyjne wodoru odnawialnego do 130 tys. ton rocznie, a paliw syntetycznych do 70 tys.

– *Nasze projekty związane z wodorem obecnie mają już praktyczne zastosowanie lub są w końcowej fazie realizacji. Takie inicjatywy jak Hydrogen Eagle, Bursztynowa Dolina Wodorowa czy Clean Cities – Hydrogen Mobility in Poland mają potencjał, aby zmienić oblicze polskiej gospodarki, stając się podstawą efektywnej transformacji energetycznej* – przekonywał **Grzegorz Józwiak, dyrektor Biura Technologii Wodorowych i Paliw Syntetycznych ORLEN**.

Wspomniane flagowe projekty koncernu wpisują się również w unijną politykę klimatyczną. Zgodnie z regulacjami UE oraz strategicznymi kierunkami, to właśnie wodór ma stać się

jednym z filarów dekarbonizacji przemysłu i transportu krajów członkowskich. Realizowane i planowane projekty Grupy ORLEN odegrają dużą rolę w realizacji tych celów. Warto podkreślić, że wpływ i zasięg inwestycji Grupy ORLEN wykraczają daleko poza granice Polski.

Projekt *Hydrogen Eagle* pozwoli na zbudowanie w Polsce kompleksowej infrastruktury do produkcji i dystrybucji nisko- i zeroemisyjnego wodoru, opartego nie tylko na elektrolizie, ale także na przetwarzaniu produktów komunalnych. Pozwoli też na utworzenie wodorowego korytarza Północ–Południe dla transportu ciężkiego, łączącego Grecję z Norwegią. Koncern realizuje już budowę międzynarodowej sieci hubów wodorowych oraz ponad 100 stacji tankowania wodoru dla transportu indywidualnego, publicznego i cargo, drogowego oraz kolejowego w naszym regionie Europy. W ramach tego projektu w Polsce powstaną 54 takie stacje, na Słowacji 26, a w Czechach 28.

Z kolei na Bursztynową Dolinę Wodorową, obejmującą województwo pomorskie, składa się m.in. uruchomienie źródeł produkcji wodoru odnawialnego, szerokie wykorzystanie tego surowca w celu dekarbonizacji portów, rafinerii i trójmiejskiego transportu. Z uwagi na lokalizację, pozwalającą na wykorzystywanie energii odnawialnej, to dobre miejsce dla inwestycji wodorowych, produkowanej w morskich farmach wiatrowych oraz wykorzystanie kawern solnych do magazynowania wodoru.

Natomiast *Clean Cities – Hydrogen mobility in Poland* jest kompleksowym planem implementacji rozwiązań wodorowych

w dużych miastach, służącym ograniczeniu emisji i przejściu na nisko- i zeroemisyjne rozwiązania w transporcie drogowym, w tym komunikacji publicznej. Inicjatywa ma już pierwsze sukcesy – w Poznaniu działa stacja tankowania wodoru, obsługująca dziennie 25 miejskich autobusów. Do końca pierwszego kwartału 2024 roku zostanie komercyjnie udostępniona wszystkim kierowcom wodorowych pojazdów. Wkrótce podobny obiekt zostanie oddany do użytku w Katowicach.

Budowa stacji tankowania wodoru jest realizowana z dofinansowaniem ze środków unijnego funduszu CEF (Łącząc Europę – *Connecting Europe Facility*) oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Do połowy 2025 roku do użytku zostaną oddane kolejne stacje tankowania wodoru w Bielsku-Białej, Gorzowie Wielkopolskim, Wałbrzychu, Krakowie, we Włocławku oraz w Gdyni, Pile i Warszawie.

Dominika Niewierska, dyrektor Działu Koordynacji i Rozliczeń Projektów Wodorowych ORLEN

Projekty gazowe dofinansowane z POIiŚ w perspektywach budżetowych 2007–2013, 2014–2020

W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zrealizowano wiele kluczowych dla bezpieczeństwa energetycznego kraju projektów gazowych. Dofinansowanie przeznaczono na gazociągi przesyłowe i infrastrukturę towarzyszącą, inwestycje dystrybucyjne oraz rozwój inteligentnych systemów magazynowania. Realizacja projektów gazowych prowadzona była w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w perspektywach budżetowych 2007–2013 i 2014–2020. Za ich realizację od strony zarządzania funduszami europejskimi odpowiedzialny był Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG – PIB).

ŚRODKI FINANSOWE Z POIiŚ 2007–2020

Spółka	Liczba projektów	Wysokość dofinansowania w mln zł
PSG sp. z o.o.	28	422,9
OGP GAZ–SYSTEM S.A. (w tym terminal LNG)	23	5 146,0
PGNiG SA	5	709,5
PGNiG TERMIKA	1	5,6
DUON Dystrybucja sp. z o.o.	3	11,5
EWE energia sp. z o.o.	2	19,7
G.EN. GAZ ENERGIA sp. z o.o.	1	4,2
SIME POLSKA sp. z o.o.	3	18,8
Avrio Media sp. z o.o.	1	3,9

Źródło: INiG – PIB.



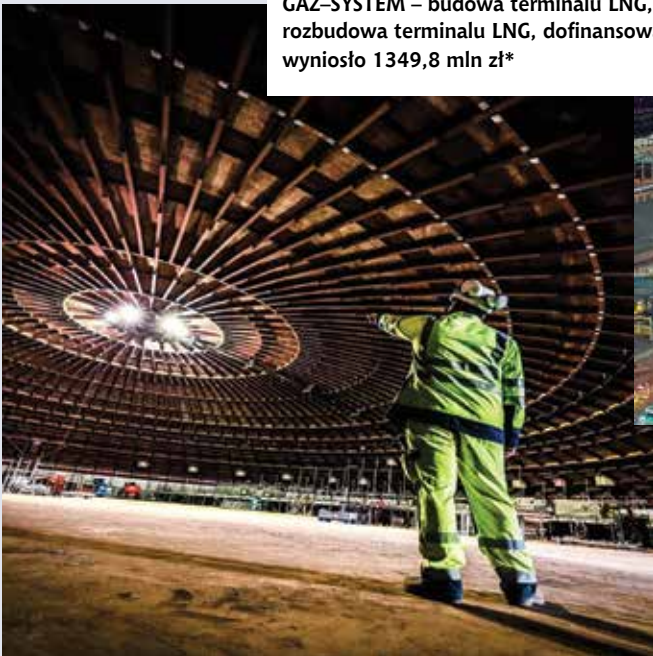
PSG – budowa gazociągu relacji Sandomierz–Ostrowiec Świętokrzyski, dofinansowanie wyniosło 81 mln zł*



PSG – budowa gazociągu relacji Lubienia–Masłów oraz gazociągu relacji Mójcza–Kielce, dofinansowanie wyniosło 48,5 mln zł*



GAZ-SYSTEM – budowa terminalu LNG, rozbudowa terminalu LNG, dofinansowanie wyniosło 1349,8 mln zł*



GAZ-SYSTEM – gazociąg Gustorzyn–Wronów, prace przedinwestycyjne, prace budowlane, dofinansowanie wyniosło 744,2 mln zł*



PGNIG TERMIKA – Ec. Przemysł – inwestycja otrzymała dofinansowanie Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej z Programu Inwestycyjnego Infrastruktura i Środowisko w ramach Funduszu Spójności w wysokości 5,6 mln zł*



EWE Energia – modernizacja gazociągu dystrybucyjnego Kaźmierzów–Jerzmanowa oraz budowa sieci gazowej dystrybucyjnej na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych w gminie Jerzmanowa, dofinansowanie wyniosło 2 413 548,91 zł*



DUON Dystrybucja – budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Skrzyszew–Nowy Dwór Mazowiecki, wraz ze stacją gazową, dofinansowanie wyniosło 3 290 157,96 zł*



DUON Dystrybucja – budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Kutno–Krośnice, wraz ze stacją gazową. Kwota pomocy wyniosła 4 775 023,75 zł*



* Dane ze spółek.

Całkowita niezależność od dostaw gazu z Rosji

Piotr Wojtasik

Pierwszym pełnym rokiem, w którym nie sprowadzaliśmy gazu z Rosji był rok 2023. Dzięki dywersyfikacji źródeł i kierunków importu błękitnego paliwa nasz kraj pod względem dostaw okazał się odporny na kryzys energetyczny wywołany agresją Rosji na Ukrainę. Dziś nawet trudno sobie wyobrazić skalę problemów energetycznych i ekonomicznych, gdyby na rynku zabrakło potrzebnych ilości gazu ziemnego. Z pewnością w takim przypadku skutki byłyby katastrofalne zarówno dla polskiej gospodarki, jak i odbiorców indywidualnych. Prowadzone przez wiele lat konsekwentne działania na rzecz dywersyfikacji dostaw sprawiły, że w krytycznym momencie gazu w Polsce nie zabrakło. Możemy śmiało powiedzieć, że w tej sprawie Polak był mądry przed szkodą.

Jeszcze w 2021 roku dostawy gazu z Rosji wynosiły aż 9,9 mld m³, a ich udział w imporcie do Polski stanowił 61 proc. W 2022 roku, w którym gwałtownie wzmożł się kryzys surowcowy, dostawy te zmniejszyły się do 2,9 mld m³, stanowiąc niewiele ponad 20 proc. całego importu gazu, wciąż jednak miały znaczący udział w bilansie gazu sprowadzanego do naszego kraju z zagranicy. Całkowite wstrzymanie dostaw gazu do Polski przez Gazprom nastąpiło 27 kwietnia 2022 roku, po tym jak PGNiG (obecnie ORLEN) odrzucił – niezgodnie z kontraktem jamalskim – żądanie Rosji dotyczące zmiany waluty rozliczeniowej na ruble. Fakt ten przyspieszył odejście od importu surowca z Rosji, który i tak miał nastąpić z końcem 2022 roku, wraz z wygaśnięciem jamalskiego kontraktu. Polska już wtedy stała się niezależna od dostaw gazu z Rosji. Skuteczną dywersyfikację potwierdził 2023 rok, w którym po raz pierwszy przez pełne dwanaście miesięcy do naszego kraju nie popłynął rosyjski gaz. Całkowite odejście od importu z tego kierunku było możliwe dzięki wypracowaniu zdywersyfikowanego portfela dostaw i wykorzystaniu technicznych możliwości ich realiza-

cji przez terminal LNG oraz nowe połączenia międzysystemowe, w tym przede wszystkim *Baltic Pipe*.

Import gazu w 2023 roku

W ubiegłym roku ORLEN sprowadził z zagranicy gaz ziemny o łącznym wolumenie około 14,1 mld m³. To nieco więcej niż import tego surowca w 2022 roku, w którym dostarczono około 13,9 mld m³. Według wstępnych, szacunkowych danych, podanych w lutym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, krajowe zużycie gazu w 2023 roku wyniosło około 17 mld m³ i tym samym wzrosło o około 2,8% w stosunku do poprzedniego roku. ORLEN całkowicie zabezpieczył zapotrzebowanie polskiego rynku na gaz. Wolumen surowca sprowadzonego z zagranicy uzupełniony został produkcją krajową, która w ubiegłym roku wyniosła ponad 3,3 mld m³. Rynek otrzymał dokładnie tyle błękitnego paliwa, ile potrzebował, a spółka zaoferowała dostawy w optymalnym miksie, mając w razie potrzeby elastyczne możliwości ich zwiększenia. Główne filary nieprzerwanych dostaw gazu, realizowanych obecnie przez ORLEN, to dostawy LNG oraz poprzez gazociąg *Baltic Pipe*, przez który płynie do Polski zarówno gaz zakontraktowany, jak i wydobywany przez Grupę ORLEN z własnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Pełne pokrycie zapotrzebowania krajowych odbiorców uzupełnia wydobywanie krajowego gazu ziemnego, które nie tylko stanowi ważny, bo aż 20-procentowy wkład w ogólnym bilansie dostaw, ale jest przy tym źródłem najbardziej bezpiecznym i najpewniejszym. Oprócz dywersyfikacji dostaw w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego istotną rolę pełni również magazynowanie gazu. Podziemne magazyny nie tylko są rezerwą konieczną w sytuacji kryzysu i zagrożenia brakiem ciągłości dostaw, ale pracują też na rzecz stabilizacji całego systemu gazowego.

Rekordowe dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu

Dostawy LNG to jedno z najważniejszych źródeł pozyskania zagranicznego gazu przez Grupę ORLEN. W ubiegłym roku poprzez terminal LNG w Świnoujściu ORLEN sprowadził aż 6,5 mld m³ skroplonego gazu ziemnego, wykorzystując w pełni zarezerwowaną przepustowość polskiego gazoportu. To największa ilość od początku dostaw tą drogą, na którą złożyły się rekordowe, 62 transporty. Dostawy LNG stanowiły w ubiegłym roku niemal 46 proc. wszystkich dostaw gazu do Polski, dzięki czemu zaspokoili krajowe zapotrzebowanie na błękitne paliwo w około 38 proc. Tym samym potwierdziły



Święta Barbara to kolejny gazowiec w rozwijanej flocie ORLEN, która wzmacnia rolę dostaw LNG.

swoją strategiczną rolę w zaspokajaniu gazowych potrzeb odbiorców w naszym kraju. W 2023 roku głównym kierunkiem importu LNG do Polski były Stany Zjednoczone. Z amerykańskich portów do Świnoujścia przyплыnęło 41 statków w ramach zakupów długoterminowych oraz spot. Na drugim miejscu znalazł się Katar, skąd dostarczono 19 ładunków. Łączne dostawy LNG uzupełnił jeden transport z Trynidadu i Tobago oraz jeden z Gwinei Równikowej.

Od początku istnienia terminalu LNG w Świnoujściu do polskiego gazoportu dotarło 276 ładunków skroplonego gazu ziemnego. Ich liczba w ostatnich latach sukcesywnie wzrasta. W 2021 roku do terminalu w Świnoujściu przyплыnęło 35 statków, a w 2022 roku ich liczba wyniosła 58, o łącznym wolumenie odpowiadającym około 6 mld m³ gazu. W umacnianiu roli LNG w krajowym systemie bezpieczeństwa energetycznego istotne znaczenie ma również rozwój własnej floty gazowców. Od 2023 roku po międzynarodowych wodach kursują już statki: Lech Kaczyński i Grażyna Gęsicka, które tylko w 2023 roku dostarczyły do Polski 8 ładunków LNG, o łącznym wolumenie ponad 0,5 mln ton. Z kolei w październiku ubiegłego roku w koreańskiej stoczni Hyundai Samho Heavy Industries odbyła się uroczystość nadania imion dwóm kolejnym jednostkom Grupy ORLEN. Są to Święta Barbara i Ignacy Łukasiewicz, które także pełnią już morską służbę.

ORLEN planuje dalszą intensyfikację importu LNG i rozwój działalności koncernu w tym segmencie między innymi dzięki planowanemu przez OGP GAZ-SYSTEM na 2028 rok uruchomieniu drugiego polskiego gazoportu w Zatoce Gdańskiej. ORLEN zarezerwował w nim pełne moce regazyfikacyjne, które wyniosą 6,1 mld m³ rocznie. Po oddaniu inwestycji do użytku i zakończeniu rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu łączna przepustowość obu instalacji wzrośnie do około 14 mld m³.

Dostawy gazu przez gazociąg *Baltic Pipe*

Drugim filarem dostaw gazu do Polski w 2023 roku były realizowane przez gazociąg *Baltic Pipe*. ORLEN dostarczył tą drogą około 6,2 mld m³ gazu ziemnego, co stanowi niemal 44 proc. wszystkich dostaw błękitnego paliwa do Polski. Pozwoliło to zaspokoić około 36 proc. krajowego zapotrzebowania na gaz. Surowiec przesyłany gazociągiem *Baltic Pipe* pochodził zarówno z wydobycia własnego Grupy ORLEN w Norwegii, jak i z dostaw realizowanych na podstawie kontraktów podpisanych z kontrahentami działającymi na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Dostawy poprzez *Baltic Pipe* ORLEN realizuje od IV kwartału 2022 roku, w którym wolumen gazu wyniósł około 0,7 mld m³. Spółka ma zarezerwowane około 8 mld m³ rocznej przepustowości tego gazociągu. Poziom importu gazu przez *Baltic Pipe* dostosowany jest do zapotrzebowania na polskim rynku. Biorąc pod uwagę zabezpieczony portfel dostaw gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego oraz planowany do końca dekady wzrost wydobycia własnego w Norwegii do 6 mld m³, ORLEN będzie dysponować takim wolumenem surowca, że zapełni całą zarezerwowaną przepustowość *Baltic Pipe*, przy czym dostawy z wydobycia własnego mogą w przyszłości

stanowić aż 75% paliwa przesyłanego do Polski po dnie Bałtyku.

Uzupełnieniem transportów LNG odbieranych w Świnoujściu oraz gazu przesyłanego przez *Baltic Pipe* w 2023 roku były dostawy z kierunku zachodniego i południowego oraz wschodniego – Litwy i Ukrainy. Z kierunku zachodniego i południowego wyniosły ponad 0,9 mld m sześć. i stanowiły około 6,6 proc. całego importu. Były dużo mniejsze niż w 2022 roku, kiedy łącznie z kierunku zachodniego i południowego wyniosły około 3,8 mld m³, czyli ponad 27 proc. całego importu. Tak duży spadek ilości dostaw z tego kierunku wynika z zapewnienia potrzebnych w kraju wolumenów gazu dostawami realizowanymi poprzez gazociąg *Baltic Pipe*. Z kolei z kierunku wschodniego import gazu wyniósł łącznie 0,4 mld metrów sześć., na co składały się dostawy 0,2 mld m³ z Litwy i 0,2 mld m³ z Ukrainy. Dostawy z Litwy realizowane są oddanym do użytku w 2022 roku gazociągiem Polska-Litwa. Z tego kierunku Grupa ORLEN sprowadza surowiec poprzez dostawy LNG odebrane w terminalu regazyfikacyjnym w Kłajpedzie. Natomiast gaz z kierunku ukraińskiego dostarczany był od europejskich partnerów Grupy ORLEN – pochodził z podziemnych magazynów zlokalizowanych w Ukrainie – i sprzedawany na granicy ukraińsko-polskiej.

Wydobycie gazu ze złóż krajowych

Krajowa produkcja gazu ziemnego to dodatkowa gwarancja bezpieczeństwa dostaw błękitnego paliwa do odbiorców w Polsce. Od lat kształtuje się ona na zbliżonym poziomie, a w 2023 roku wyniosła ponad 3,3 mld m³. Zaspokoilo to około 20% krajowego zapotrzebowania na błękitne paliwo i potwierdziło znaczenie krajowej produkcji gazu w łańcuchu dostaw tego surowca do odbiorców w naszym kraju. Celem strategicznym w tym obszarze jest jego utrzymanie na stabilnym, wysokim poziomie w perspektywie wieloletniej. Odkrycia i eksploatacja krajowych złóż gazu ziemnego przyczyniają się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw tego paliwa do odbiorców w Polsce i są ważnym ogniwem w nieprzerwanym łańcuchu dostaw tego surowca. Dlatego Grupa ORLEN stale inwestuje w poszukiwania i wydobycie węglowodorów, wykorzystując do tego zaawansowane technologie, w tym sztuczną inteligencję.

Wydobycie ze złóż krajowych, wraz z głównymi filarami importu gazu – dostawami LNG i gazociągiem *Baltic Pipe* – w 2023 roku zaspokoilo aż 94% rocznego zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce. To obecnie trzy najważniejsze źródła, zapewniające nieprzerwane dostawy gazu do polskich odbiorców. Ponadto, nasz kraj posiada połączenia transgraniczne od zachodu z Niemcami, od południa z Czechami i Słowacją, a od wschodu z Litwą i Ukrainą.

W ostatnich latach udało się całkowicie przebudować portfel dostawców błękitnego paliwa i kierunki jego transportu do Polski, dzięki czemu uzyskaliśmy pełną niezależność od dostaw gazu z Rosji i mogliśmy uniknąć szantażu surowcowego, który w kontekście działań wojennych byłby brzemniem w skutkach dla całej polskiej gospodarki.

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

Ekofaktura od PGNiG

Aleksandra Pinkas

Dzięki zaangażowaniu konsultantów Biura Contact Center – którzy od ubiegłego roku zarówno w rozmowach przychodzących, jak i wychodzących oferują to wygodne rozwiązanie – ponad 38 tysięcy klientów PGNiG Obrót Detaliczny w 2023 roku uruchomiło ekofakturę. O kulisach swojej pracy opowiadają Anna Detmer i Robert Męc z Działu Obsługi Zdalnej Contact Center, biorący udział w kampanii wychodzącej w zakresie jej ofertowania.

Czy klienci z chęcią decydują się na ekofakturę?

Robert: Część klientów zdaje sobie sprawę z korzyści, jakie daje ekofaktura i dość chętnie się na nią decyduje, ale to głównie klienci mający konto eBOK, i z nimi rozmawia się dużo łatwiej. Jednak są także osoby, dla których jest to nowość, i takie, które są przywiązane do otrzymywania papierowych faktur, dlatego przekonanie ich do tego rozwiązania jest dużo trudniejsze.

Ania: Czasem słyszymy: „nie wiedziałem, co zrobić, żeby zrezygnować z papierowej wersji”. Mam wrażenie, że niektórzy po prostu czekali, aż ktoś do nich zadzwoni i im w tym pomoże. Od tego jesteśmy i cieszymy się, że możemy pomóc.

A sami korzystacie na co dzień z ekofaktury?

Ania: Z ekofaktury korzystam od dłuższego czasu (śmiech). Dzięki temu dobrze znam to rozwiązanie i łatwiej przekonać mi do niego naszych klientów.

Robert: Podobnie jak Ania, korzystam z elektronicznej faktury i jestem z niej bardzo zadowolony, bo nie muszę czekać na papierowy dokument. Dzięki temu, że znam jej zalety jest mi dużo łatwiej podczas rozmowy z klientem.

Jakich argumentów używacie, żeby przekonać klientów do przejścia na ekofakturę?

Ania: Z mojej strony jest to głównie ekologia, która obecnie bardzo przemawia do klientów. Zwykle zaczynam rozmowę od tego argumentu, a potem przechodzę do przedstawienia plusów ekofaktury, takich jak na przykład oszczędność czasu czy wygoda. Kolejna istotna kwestia, którą poruszam, to bezpieczeństwo. Wszystko jednak zależy od klienta. Odpowiednie argumenty trzeba dostosować indywidualnie.

Robert: Zwracam uwagę na szybszy czas dostarczenia faktury, jej dostępność oraz to, że nie trzeba czekać na przesyłkę pocztową. Klient otrzymuje dostęp do faktury już dwa dni po jej wystawieniu, dzięki czemu zyskuje więcej czasu na opłatę. Poza tym nie ma już potrzeby gromadzić dokumentów w domu, bo dzięki ekofakturze zyskuje dostęp do dokumentów elektronicznych zarówno bieżących faktur, jak i wystawionych w okresie ostatnich dwóch lat.

Z jakimi obawami klientów spotykacie się najczęściej?

Ania: Bardzo często słyszę, że nie poradzą sobie z aktywacją naszej aplikacji, odbieraniem faktury w wersji

elektronicznej. W takiej sytuacji staram się przekonać mojego rozmówcę, że nasza aplikacja jest prosta w obsłudze, a ekofakturę można aktywować na próbę. Dodam jeszcze, że nie zawsze jest tak łatwo i musimy mierzyć się z wątpliwościami i obawami klientów, takimi jak na przykład brak dostępu w domu do internetu czy w ogóle do komputera, słaba umiejętność korzystania z urządzeń mobilnych lub strach, że coś nie zadziała i odetniemy mu gaz albo ktoś zadzwoni, aby wyłudzić dane, bo teraz tyle się o tym słyszy. Generalnie, każda rozmowa jest nieco inna, ale po to jesteśmy. Naszym zadaniem jest dostosować się do rozmówcy, wsłuchać w jego potrzeby i obawy, a następnie dobrać odpowiednie argumenty, aby przekonać do proponowanego rozwiązania.

Robert: Zdarza się, że klienci nie mają konta eBOK i to stanowi dla nich największą obawę. W takich sytuacjach wysyłamy link do aktywacji konta, pomagamy w rejestracji i wyjaśniamy, jak ono działa. Równie często klienci obawiają się, że mogą zapomnieć hasła lub przeoczyć mailowe powiadomienie o fakturze. Takie osoby trzeba najpierw przekonać do posiadania konta eBOK, przełamać ich obawy, często pomóc w założeniu konta. Dopiero potem można, używając odpowiednich argumentów, przekonać ich do włączenia ekofaktury choćby na próbę, aby mogli się przekonać, że obsługa jest prosta i bardzo intuicyjna.

Które rozmowy z klientami szczególnie zapadły wam w pamięć?

Robert: Dzwoniąc do klientów, zastajemy ich w różnych sytuacjach. Niektórzy robią zakupy, a inni odbierają dziecko z przedszkola lub właśnie wsiadają do samolotu. Są też tacy, którzy odsypią po nocnej zmianie i właśnie do takiego klienta po nocnym dyżurze zdarzyło mi się dodzwonić. Potrzebował chwili, żeby się obudzić. Na początku, chcąc szybko zakończyć rozmowę, stwierdził, że nie ma komputera. Ostatecznie udało mi się go zaciekawić tematem i po kilku minutach aktywował ekofakturę. Rozmowa przebiegła w tak pozytywnym klimacie, że na koniec mój rozmówca zaczął recytować mi fraszki Jana Kochanowskiego (śmiech).

Ania: Pamiętam klientkę, która od razu aktywowała ekofakturę, przy okazji skarżąc się na swojego listonosza, dostarczającego rachunki z opóźnieniem. Chyba pięć minut na niego narzekała.

O jakich najważniejszych zasadach trzeba pamiętać podczas rozmowy z klientem?

Ania: Przez telefon musimy się uśmiechać. Klient nas nie widzi, ale słyszy i czuje naszą energię. Nie można być nachalnym. Czasami trzeba dać klientowi czas na zastanowienie. Wtedy dzwoniemy następnego dnia. W mojej ocenie bardzo ważnym aspektem jest nawiązanie dobrej relacji z klientem, pozytywny klimat rozmowy często skutkuje uruchomieniem ekofaktury.

Robert: Dobra energia podczas rozmowy to podstawa. Ważne, żeby przedstawiać sprawy uczciwie. Do każdego klienta trzeba podejść indywidualnie. Nie można traktować go sztafpowem.

Ekofaktura od PGNiG Obrót Detaliczny to elektroniczna wersja rachunku, którą klienci otrzymują zamiast faktur papierowych wysyłanych pocztą tradycyjną. Jest dostępna dla wszystkich osób korzystających z Elektronicznego Biura Obsługi Klienta, tzw. eBOKa. Historia wcześniejszych dokumentów gromadzona jest w archiwum, do którego klienci mają stały i bezpłatny dostęp. W każdej chwili mogą uzyskać informacje na temat ostatnich rozliczeń gazu, a także sprawdzić wysokość zbliżających się rachunków.

Aleksandra Pinkas, starszy specjalista ds. public relations, PGNiG Obrót Detaliczny

PGNiG OD w finale prestiżowego konkursu

Jacek Cegła

Aż dziewięciu przedstawicieli PGNiG Obrót Detaliczny znalazło się w finale prestiżowego konkursu *Polish National Sales Awards*, którego celem jest nagradzanie najlepszych w Polsce specjalistów branży sprzedaży i obsługi klienta. Konkurs od wielu lat skutecznie promuje etyczne podejście do sprzedaży i dobre praktyki w biznesie.

W tym roku jury wyłoniło laureatów i wyróżnionych w dwudziestu standardowych kategoriach. Spośród pracowników PGNiG Obrót Detaliczny laureatami zostali: w kategorii Przedstawiciel Handlowy B2B **Agnieszka Kubicka**, w kategorii Dyrektor Sprzedaży **Barbara Gawrońska**, a w kategorii Menedżer ds. Obsługi Klienta **Daniel Stańczuk**. Dyplomy z wyróżnieniem otrzymali **Liliana Stokłosa** (Zespół Obsługi Klienta) oraz **Piotr Manczur** (Menedżer Sprzedaży B2B).

Oprócz laureatów i wyróżnionych w grupie finalistów znaleźli się również: **Elżbieta Ryzcniak**, **Renata Budniak**, **Katarzyna Grymowicz** i **Artur Przybylski**.



Na gali Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny (w środku), osobiście pogratulował swoim współpracownikom.

Tegoroczna gala finałowa odbyła się w warszawskim Renaissance Warsaw Airport Hotel. Uczestniczyło w niej ponad dwieście osób. W gronie gości znaleźli się przedstawiciele organizacji sprzedażowych, naukowych, firm, organizacji biznesowych i mediów. Galę współprowadzili **Maciej Orłoś**, prezenter telewizyjny, i **Elżbieta Pełka**,

prezes zarządu PNSA. Wśród zaproszonych gości był m.in. **Henryk Mucha**, prezes PGNiG OD.

Agnieszka Kubicka, laureatka w kategorii Przedstawiciel Handlowy B2B, w PGNiG OD pracuje od prawie siedmiu lat. Na co dzień zajmuje się obsługą klientów biznesowych. – *Zdobycie statuetki na pewno pomoże mi rozwinąć skrzydła i zmotywuje do osiągnięcia jeszcze lepszych wyników. Udział w konkursie pokazał, że jak tylko czegoś naprawdę bardzo chcę, to mogę pokonać wszelkie bariery. Wygrana nie byłaby możliwa, gdyby nie wsparcie moich przełożonych i współpracowników. W przygotowaniach wspierało mnie około piętnastu osób* – powiedziała laureatka.

Dla Barbary Gawrońskiej, dyrektor krakowskiego obszaru sprzedaży, reprezentowanie w konkursie PGNiG OD i Grupy Orlen było dużym zaszczytem. – *Ta prestiżowa nagroda jest uhonorowaniem wieloletniej pracy nie tylko mojej, ale także całego mojego zespołu. A jest on niemały; bezpośrednio nadzoruję pracę szesnastu BOK-ów, które obsługują ponad milion odbiorców gazu* – stwierdziła.

Polish National Sales Awards jest pierwszym, najbardziej prestiżowym i unikalnym przedsięwzięciem sektora sprzedaży i obsługi klienta w Polsce, którego celem jest promowanie dobrych praktyk i najwyższych standardów etycznych w biznesie. PNSA co roku nagradza najlepszych profesjonalistów w branży. Komisja sędziowska (w jej skład wchodzi doświadczeni praktycy sprzedaży) w dwuetapowym procesie oceny wyłania laureatów, którzy wykazali się najlepszymi wynikami w sprzedaży, innowacyjnością i kreatywnością, umiejętnością pracy w zespole oraz etyką zawodową.

Jacek Cegła, główny specjalista ds. public relations, PGNiG Obrót Detaliczny

PSG z pierwszym w Polsce gazociągiem do przesyłu wodoru

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa została pierwszym w Polsce podmiotem posiadającym Świadectwo Oceny Technicznej sieci gazowej w zakresie przesyłu gazu ziemnego z domieszkami wodoru. Taki certyfikat od Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego otrzymał nowo wybudowany gazociąg Jelenia Góra–Piechowice.

Z uwagi na brak norm i specyfikacji technicznych zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym, Polska Spółka Gazownictwa w lipcu 2023 roku rozpoczęła, wspólnie z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym oraz spółką GAZ, prekursorski projekt na Dolnym Śląsku. Jego celem było wybudowanie pierwszego w Polsce gazociągu, który uzyska świadectwo oceny technicznej potwierdzające możliwość dystrybuowania nim gazu ziemnego z domieszkami wodoru.

– *Od ubiegłego roku głośno mówimy, że jesteśmy gotowi na to, aby dystrybuować naszymi sieciami biometan, natomiast od dziś możemy powiedzieć, że mamy już także gazociąg, którym możemy przesyłać gaz z domieszkami wodoru. To bardzo ważny krok naprzód, który nie tylko pozwala nam realizować cele Polskiej Strategii Wodorowej, ale również przybliża nas do tego, aby w przyszłości*

stać się najważniejszym graczem na polskim rynku, który będzie dostarczał klientom do ogrzewania czysty wodór – powiedział Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

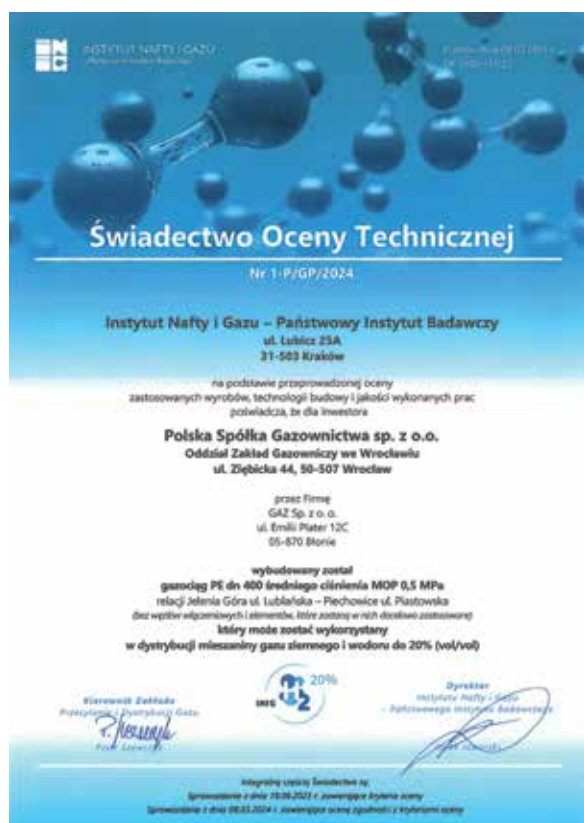


Na podstawie przeprowadzonej oceny zastosowanych wyrobów, technologii budowy i jakości wykonanych prac Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy potwierdził możliwość przesyłania gazociągiem Jelenia Góra–Piechowice mieszaniny gazu ziemnego i wodoru do 20 proc. objętości.

– *Ze względu na nowatorski charakter projektu, najpierw opracowane zostały kryteria oceny, obejmujące zarówno wymagania dla wyrobów do budowy gazociągu, jak i technologii jego budowy. Kolejnym krokiem było wykonanie specjalistycznych badań oraz analiz, a następnie ocena spełnienia postawionych wymagań i jakości zrealizowanych prac technologicznych. Uważam, że zakończona inwestycja jest ważnym krokiem w dążeniu do transformacji energetycznej gospodarki – dodał dr hab. inż. Jacek Jaworski, dyrektor Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego.*

W ramach wartej ponad 11 mln zł inwestycji powstał gazociąg średniego ciśnienia o długości około 7 kilometrów. Wykonawcą była firma GAZ z siedzibą w Błoniu.

– *To pierwsza tego typu inwestycja w Polsce, będąca bezpośrednią odpowiedzią na rosące wyzwania dotyczące zrównoważonej energetyki. Wierzymy, że zakończony projekt to początek transformacji energetycznej w kierunku zapewnienia zdolności transportu sieciami gazowymi mieszanin zawierających gazy zdekarbonizowane – stwierdził Karol Papiernik, prezes zarządu GAZ sp. z o.o.*



Grzegorz Cendrowski, rzecznik prasowy PSG

Dystrybucyjne sieci gazowe dla transformacji energetycznej

Wojciech Grzędziński

Ostatnie kilka lat to okres, w którym zachodzą diametralne zmiany w systemach energetycznych. Wynikają one zarówno z dążenia do spełnienia aspiracji klimatyczno-środowiskowych nakreślonych przez regulacje formalnoprawne, jak i spełnienia oczekiwań użytkowników systemu oraz zmian preferencji i zapotrzebowania na paliwa i energię. Gazowa sieć dystrybucyjna stanowiła, i wciąż będzie stanowić, ważne ogniwo w łańcuchu dostaw do odbiorców końcowych. Wcześniej sieci gazowe pozwalały na świadczenie usług dystrybucji gazu miejskiego, obecnie gazu ziemnego, a docelowo służyć mają do dystrybucji odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych (biometanu, syntetycznego metanu, domieszek wodoru z gazem ziemnym czy samego wodoru).

Dekadę temu Międzynarodowa Agencja Energetyczna¹ nakreśliła wizję złotej ery gazu ziemnego, w znacznym stopniu zależnej od pomyślnego rozwoju światowych zasobów gazu niekonwencjonalnego [1]. Wskazane uzależnienie od rozwoju wykorzystania zasobów gazu z łupków i gazu ściśniętego było kluczowe dla skutecznego rozwoju w tym kierunku. Gaz ziemny w bilansie energetycznym krajów plasuje się na różnych pozycjach, niemniej jednak nie weszliśmy w „erę gazu ziemnego”.

Od 2019 roku [2] zachodzą również diametralne zmiany w systemach energetycznych. Wynikają one zarówno z wymogu dostosowania się do ram klimatyczno-środowiskowych nakreślonych przez regulacje formalnoprawne, jak i spełnienia oczekiwań użytkowników systemu oraz zmian preferencji i zapotrzebowania na paliwa i energię. Niemniej jednak sieć gazowa stanowiła, i wciąż będzie stanowić, ważne ogniwo w łańcuchu dostaw paliwa gazowego (gazu ziemnego, biometanu, syntetycznego metanu, domieszek wodoru z gazem ziemnym czy wodoru) do odbiorców końcowych.

Początkowo sieci gazowe pozwalały transportować gaz miejski, obecnie gaz ziemny, który docelowo zastąpią odnawialne i niskoemisyjne paliwa gazowe. Dzisiejszy zakres działalności PSG to 17,6 mld zł aktywów, na które składa się między innymi obsługa ponad 200 tys. km sieci gazowej dostarczającej gaz ziemny do ponad 7 mln klientów². Kolejny etap, przed którym stoi dystrybucyjna sieć gazowa, to – w ramach transformacji energetycznej – dostosowanie jej funkcjonal-

ności do wprowadzenia „zielonych” paliw gazowych z instalacji odnawialnych źródeł energii i ich dystrybucja do odbiorców końcowych. Dotyczy to zarówno dystrybucji biometanu, syntetycznego metanu, domieszek wodoru z gazem ziemnym, jak i wodoru w dedykowanych sieciach wodorowych.

Rewizja funkcjonowania sieci i podejścia do planowania jej rozwoju

Transformacja energetyczna implikuje potrzeby poważnych rewizji funkcjonowania sieci oraz podejścia do planowania jej rozwoju, niezależnie od tego, czy mówimy o sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej czy gazowej. Co więcej, indywidualne podejście do oceny działania tych systemów, do której jesteśmy dziś przyzwyczajeni, wymaga ujęcia w szerszej perspektywie. Zintegrowane podejście do planowania rozwoju sektorów stworzy możliwości i warunki dla pełnej oceny, aby móc wykorzystać efekt synergii i ograniczyć ryzyko niewykorzystania szans.

Sentencja Alberta Einsteina: „Istotne problemy naszego życia nie mogą być rozwiązane na tym samym poziomie myślenia, na jakim byliśmy, kiedy je tworzyliśmy” pasuje również do obecnych wyzwań, przed którymi stoimy w ramach transformacji energetycznej. Parafrazując ww. sentencję, planowanie rozwoju i modernizacja sieci gazowej wymagają odmiennego podejścia, zastosowania różnych metod i narzędzi w ramach oceny zadań wpisujących się w transformację energetyczną.

Transformacja energetyczna dotyka różnych gałęzi i sektorów gospodarki. Niezależnie od tego, czy tematyka analizowana jest z punktu widzenia wytwórców, operatorów, sprzedawców paliw i energii czy odbiorców końcowych, np. w gospodarstwach domowych, usługach i przemyśle, zmiany następują zarówno w podejściu do gospodarowania energią, jak i w samej świadomości klimatyczno-środowiskowej.

Dekarbonizacja scentralizowanych systemów ciepłowniczych, bazująca na osiągnięciu statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, zmierza do ich elektryfikacji poprzez coraz szersze zastosowanie pomp ciepła (wykorzystanie ciepła odpadowego) i zwiększenie udziału OZE³. Podobny trend zauważyć można również w indywidualnych instalacjach centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz w elektryfikacji transportu. Po stronie popytu rynku gazu kluczowa jest odpowiedź na pytania w planowaniu rozwoju i modernizacji sieci gazowej:

- gdzie i kiedy w budownictwie nastąpi wymiana kotłów gazowych na sieć ciepłowniczą lub pompy ciepła?
- jaki poziom zapotrzebowania i jaki rodzaj paliwa gazowego będzie generował sektor przemysłu, usług oraz sektor ciepłowniczy, elektroenergetyczny i transportu?

Dodatkowo, w ramach transformacji energetycznej równolegle podejmowane są inicjatywy związane z poprawą efektywności energetycznej i ograniczeniem negatywnego wpływu na środowisko. Inicjatywy te również wpływają na stronę popytu rynku i kształtowanie profili pracy sieci gazowej, co wynika z zagregowanego zapotrzebowania na paliwo gazowe w czasie, ograniczenia kosztów użytkowania paliw i energii oraz „apetytu” na zwiększenie wykorzystania OZE u odbiorców końcowych, co jest pochodną czynników ekonomicznych, regulacyjnych i środowiskowych.

Natomiast po stronie podaży rynku gazu wśród kluczowych pytań wymienić można:

- gdzie i kiedy pojawią się instalacje odnawialnych źródła energii?
- jakie będą moce i ilości wytwórcze tych źródeł, a także moce i ilości odnawialnych paliw gazowych wprowadzonych w sieciach współpracujących?

Znajomość odpowiedzi na ww. pytania nadal stanowi wyzwanie dla OSD i innych użytkowników systemu, których działalność gospodarczą determinują czynniki techniczne, ekonomiczne, regulacyjne i społeczne.

Zasadne wydaje się, aby ramy i scenariusze transformacji energetycznej dla poszczególnych sektorów gospodarki były opisane w polityce energetycznej państwa. Podejście holistyczne w tym temacie jest kluczowe, aby ograniczyć ryzyko negatywnych skutków wynikających z podejmowania sektorowych działań transformacyjnych. Przykładem może być wpływ rozwoju pomp ciepła jako droga do dekarbonizacji transportu czy ciepłownictwa. Są one mocno promowane i stanowią alternatywę dla kotłów opalanych paliwami

gazowymi. Niemniej jednak oprócz wielu zalet należy mieć na uwadze ich wpływ na pracę i stabilność sieci elektroenergetycznej. Stąd potrzeba szerokiej perspektywy analiz transformacji energetycznej. W pracy [3] opisano ww. wpływ rozwoju pomp ciepła na pracę sieci elektroenergetycznej, wraz ze wskazaniem wdrożenia strategii wzmacniających odporność i stabilność zwłaszcza sieci niskiego napięcia. Rekomendowanym kierunkiem jest tutaj równoległy rozwój zdecentralizowanych gazowych jednostek kogeneracyjnych (CHP⁴) zasilanych z sieci gazowej. Patrząc z tej perspektywy, widać potrzebę integracji sektorów w ramach transformacji energetycznej.

Elastyczność pracy sieci gazowej

Pochodną elastyczności pracy sieci gazowej jest jej dyspozycyjność i ciągłość chłonności, dzięki którym stwarzane są warunki dla zwiększenia dostaw i odbioru odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych w danej strefie dystrybucyjnej. Bardziej niż kiedykolwiek są one kluczowe w ocenie planowania rozwoju i modernizacji sieci gazowej. Uwzględniając funkcję OSD oraz skalę prowadzonej działalności, PSG jest mocno zaangażowana w planowanie rozbudowy i modernizacji sieci gazowej, aby w przyszłości efektywnie kosztowo mogła ona dalej słu-

Transformacja energetyczna dotyka różnych gałęzi i sektorów gospodarki. Niezależnie od tego, czy tematyka analizowana jest z punktu widzenia wytwórców, operatorów, sprzedawców paliw i energii czy odbiorców końcowych, np. w gospodarstwach domowych, usługach i przemyśle, zmiany następują zarówno w podejściu do gospodarowania energią, jak i w samej świadomości klimatyczno-środowiskowej.

żyć wszystkim użytkownikom systemu. Zmiana koncepcji łańcucha dostaw paliw i energii – a taka jest w ramach transformacji energetycznej – wpływa na konieczność podejmowania inteligentnych decyzji o sposobie funkcjonowania sieci i jej planowania na podstawie:

- 1) zdefiniowania zasad, założeń i parametrów oceny zadań inwestycyjnych,
- 2) określenia metod i narzędzi do oceny zadań inwestycyjnych w ramach transformacji energetycznej,
- 3) zmian w aktach prawnych, na przykład dotyczących utworzenia taryfy na wejściu do sieci dystrybucyjnej (analogicznie jak to jest w sieci przesyłowej) oraz maksymalizacji udziału stawek stałych w taryfie za świadczenie usług dystrybucji. Infrastruktura tech-

niczna, w tym sieć gazowa, ma być wsparciem dla niestabilnych instalacji OZE i poprzez pełną dyspozycyjność i elastyczność pracy sieci zaspokajając potrzeby energetyczne użytkowników systemu w okresach szczytowego obciążenia, a nie generować ograniczenia w usługach.

Kluczowe jest tutaj zwartościowanie finansowe parametrów, zwłaszcza tych, które dotychczas bezpośrednio i finansowo nie dotyczyły działalności OSD. Parametry te powinny wchodzić w analizę AKK⁵ w celu identyfikacji najbardziej zasobooszczędnych i kosztowo efektywnych wariantów zadań. Tym samym OSD miałyby uwzględniony finansowy wymiar oddziaływania inwestycji na środowisko i społeczeństwo, aspekt efektywności energetycznej przede wszystkim⁶ oraz mitygację ryzyka generowania aktywów osieroconych⁷. Propozycja nowego podejścia do planowania, budowy czy eksploatacji sieci gazowej szerzej opisana jest w pracy [4], [5].

Karta efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnej

Transformacja dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej jest już zaawansowana dzięki wdrożonym w życie od kilku lat regulacjom, które precyzują sposób działania rynku elektroenergetycznego z instalacjami OZE. Jednak mimo to wciąż wskazywane są rekomendacje do dalszego zwiększenia możliwości przyłączeniowych w systemie elektroenergetycznym dla nowych źródeł OZE. Przykładem jest tutaj raport [6], który wskazuje 12 działań w tym zakresie. Część z nich można bezpośrednio przełożyć na rekomendacje dla sektora gazowego, tj. ujednoczenie systemu informowania o aktualnie dostępnych zdolnościach przyłączeniowych w sieci czy ujednoczenie metodyki wyznaczania możliwości przyłączania źródeł do sieci i opublikowania jej w dokumencie rangi rozporządzenia.

Znamienna i godna uwagi jest podjęta inicjatywa w sektorze dystrybucji energii elektrycznej – Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnej Polskiej Energetyki, którą wypracowali i podpisali OSD elektroenergetycznej łącznie z wybranymi ministerstwami i Urzędem Regulacji Energetyki [7].

De facto opisane powyżej uwarunkowania dotyczące funkcjonowania dystrybucyjnej sieci gazowej, jej planowania rozwoju i modernizacji w ramach transformacji energetycznej wpisują się w temat przedmiotowej inicjatywy. Zważając na równie dynamicznie zmieniające się potrzeby sieci dystrybucyjnej gazowej, zasadne wydaje się, aby również przedstawiciele gazowego OSD mogli wypracować, wraz z Urzędem Regulacji Energetyki i ministerstwami, analogiczną Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnej Polskiego Gazownictwa.

Dr inż. Wojciech Grządzielski, ekspert ds. wsparcia rozwoju infrastruktury, Oddział Wsparcia w Warszawie, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

¹ Międzynarodowa Agencja Energetyczna (ang. *International Energy Agency* IEA).

² <https://www.psgaz.pl/o-spolce>

³ Odnawialne źródła ciepła.

⁴ CHP – ang. *Combined heat and Power*.

⁵ AKK – analiza kosztów i korzyści.

⁶ Definicję zasady efektywności energetycznej można przeczytać przede wszystkim w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 roku (art. 2 (18)) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>, na stronie https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en i zaleceniach Komisji (UE) 2021/1749 z 28 września 2021 roku <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021H1749&from=EN>. A w kontekście działalności koncesjonowanej OSD można ją rozumieć jako bardziej wydajne przekształcenie, przesył i dystrybucję energii, przy jednoczesnym osiągnięciu celów podjętych decyzji. Zasada ma na celu ocenę rozwiązań w analizie kosztów i korzyści oraz ocenach skutków wdrożenia tych rozwiązań. To wymaga określenia metod analizy kosztów i korzyści właściwych dla danego sektora, np. w sektorze dystrybucji paliw gazowych, które szerzej ocenią korzyści płynące w zakresie efektywności energetycznej z perspektywy społecznej. Podobnie jak w przypadku aktywów osieroconych. Regulator dotychczas nie określił metody i zasad analizy kosztów i korzyści. Dokument UE może pomóc w opracowaniu takiej metody.

⁷ Definicja aktywów osieroconych, prócz dokumentu CEER <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbe00257-ab09-c1b2-91bf-b6081032f322> (bazującego na opracowanym w 2018 r. studium przyszłej roli gazu z punktu widzenia regulatora <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c-72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378>) jak dotąd nie została precyzyjnie opisana. URE jest członkiem CEER. Większość regulatorów była zgodna z ww. definicją i stwierdziła, że aktywa osieroczone nie są na razie uważane za problem. Regulator w efekcie nie wdrożył zasad oceny inwestycji biorąc pod uwagę aspekt aktywów osieroconych.

Literatura

- [1] *Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook*, Special report on unconventional gas, International Energy Agency, 12 listopada 2012.
- [2] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final, Bruksela, 11.12.2019.
- [3] M. Fesefeldt, M. Capezzali, M. Bozorg, R. Karjalainen, *Impact of Heat Pump and Cogeneration Integration on Power Distribution Grids Based on Transition Scenarios for Heating in Urban Areas*, MDPI Sustainability 2023, 15, 4985.
- [4] W. Grządzielski, P. Filanowski, *Europejski Zielony Ład, czyli nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych*, „Przeгляд Gazowniczy” 1(69)/2021, marzec 2021, s. 24–28.
- [5] W. Grządzielski, *Dekarbonizacja sieci gazowej. Zmiana sposobu planowania rozwoju sieci gazowej*, „Magazyn Biomasa” 2(83)/2022, marzec 2022, s. 48–51.
- [6] Raport pt. „Więcej OZE w sieci. Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego”, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Politechnika Lubelska, kwiecień 2023.
- [7] Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnej Polskiej Energetyki, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10630-Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html?search=9479468>

Wsparcie bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej

GAZ–SYSTEM liderem w wykorzystaniu funduszy europejskich

Wioletta Knapik, Tomasz Pietrasieński

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. jest spółką strategiczną dla polskiej gospodarki, odpowiedzialną za przesył gazu ziemnego oraz zarządzanie krajową siecią przesyłową w Polsce. Spółka od wielu lat buduje zaufanie instytucji Unii Europejskiej w zakresie pozyskiwania funduszy unijnych na finansowanie rozbudowy systemu przesyłowego w Polsce i aktywnie korzysta z programów unijnych dedykowanych rozbudowie infrastruktury energetycznej, tym samym przyczyniając się do osiągnięcia unijnych celów w zakresie energii i klimatu.



Baltic Pipe – maszyna TBM.



Baltic Pipe.

Kluczowym aspektem dla GAZ–SYSTEM przy określaniu kierunków rozwoju systemu przesyłowego jest bezpieczeństwo energetyczne Polski i regionu oraz zapewnienie zdywersyfikowanych źródeł dostaw gazu. Powyższe cele w pełni wpisują się w założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej, tj. wzmocnienia konkurencji, integracji rynków gazu, podniesienia bezpieczeństwa dostaw, skutecznego wdrożenia zasad zrównoważonego rozwoju, a także poprawy solidarności między państwami członkowskimi Unii Europejskiej.

W ostatnich latach GAZ–SYSTEM skutecznie ubiegał się o środki pozwalające na osiągnięcie głównego celu, jakim jest bezpieczeństwo energetyczne. Spółka korzystała z dostępnych programów na szczeblu europejskim, tj. Europejskiego Programu Energetycznego na rzecz Naprawy Gospodarczej (*European Energy Programme for Recovery*), TEN-E (*Trans-European Energy Networks*) i CEF ENERGY (*Connecting Europe Facility*) oraz na szczeblu krajowym w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w ramach perspektyw 2007–2013 oraz 2014–2020 i FEnIKS (Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko).

Otrzymane wsparcie finansowe wykorzystano na realizację kluczowych inwestycji energetycznych na etapie przygotowania studiów wykonalności, prowadzenia prac projektowych oraz realizacji prac budowlanych. Przy wsparciu środków UE spółka zakończyła największą w historii rozbudowę systemu przesyłowego, obejmującą budowę Korytarza Północ-Południe oraz takie zadania jak budowę terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu *Baltic Pipe* oraz interkonektorów

gazowych Polska–Litwa i Polska–Słowacja. Realizacja tak ambitnego programu inwestycyjnego z unijnym wsparciem umożliwiła Polsce całkowite uniezależnienie się od dostaw gazu z Rosji oraz pozwoliła stworzyć nowy korytarz dostaw gazu dla krajów regionu Europy Środkowo-Wschodniej i Morza Bałtyckiego.

Największe wsparcie ze środków UE (łącznie kwota wszystkich grantów w przeliczeniu na PLN) otrzymały przytoczone już: terminal LNG w Świnoujściu – 1349,8 mln zł (budowa i rozbudowa), a także dwa międzynarodowe przedsięwzięcia, tj. *Baltic Pipe* – 1059,3 mln zł oraz interkonektor Polska–Litwa – 941,8 mln zł. To właśnie pod koniec ubiegłego roku Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (CINEA) zatwierdziła ostateczne rozliczenie umowy dla projektu *Baltic Pipe* i przekazała ostatnią transzę przyznanej dotacji, w której całkowita wartość dofinansowania dla prac budowlanych wyniosła 214 920 000 euro, stawiając go w czołówce najwyższych grantów przyznanych w ramach całego programu CEF Energy w ostatniej dekadzie.

Łącznie do Grupy Kapitałowej GAZ–SYSTEM wpłynęło ponad 7,3 mld zł środków UE w wyniku pozyskania 46 grantów, z których większość jest już rozliczona.

Obecnie spółka prowadzi działania mające na celu pozyskanie nowych środków w ramach Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FEniKS), który jest następcą dwóch wcześniejszych programów Infrastruktura i Środowisko, realizowanych w latach 2007–2013 i 2014–2020 (POLiŚ). Jego głównym celem jest poprawa warunków rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury tech-

Łącznie do Grupy Kapitałowej GAZ–SYSTEM wpłynęło ponad 7,3 mld zł środków UE w wyniku pozyskania 46 grantów, z których większość jest już rozliczona.

nicznej i społecznej zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju. Program FEniKS Komisja Europejska przyjęła 6 października 2022 roku i jest on skupiony na rozwoju sześciu obszarów tematycznych:

- adaptacji do zmian klimatu,
- rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- ochronie środowiska,
- rozwoju ochrony zdrowia,
- rozwoju transportu,
- kulturze i ochronie dziedzictwa kulturowego.

W grudniu ubiegłego roku spółka złożyła dwa wnioski o dofinansowanie dla projektów: gazociąg Rembelszczyzna–Mory oraz gazociąg Oświęcim–Tworzeń, które stanowiąc będą istotne elementy systemu przesyłowego, zapewniając transport gazu z uwzględnieniem możliwości przesyłu gazów zdekarbonizowanych,



Budowa gazociągu Pogórska Wola–Tworzeń.



Gazociąg Pogórska Wola–Tworzeń.



Terminal LNG – trzy zbiorniki z pokładu metanowca.

w tym biometanu lub zielonego wodoru dla odbiorców z województwa mazowieckiego, śląskiego i małopolskiego.

Wioletta Knapik, kierownik Działu Pozyskiwania Pomocy Publicznej, GAZ–SYSTEM
Tomasz Pietrasieński, ekspert, GAZ–SYSTEM



Elektrociepłownia Pruszków niebieską ścieżką do zielonej przyszłości

Wojciech Dorobiński

Najstarszy zakład PGNiG TERMIKA S.A. w aglomeracji warszawskiej – Elektrociepłownia Pruszków – obchodzi 110. rocznicę rozpoczęcia działalności. Działająca od ponad wieku placówka przechodzi kolejne zmiany, aby sprostać współczesnym wymogom środowiskowym. W zaawansowany etap weszły prace związane ze zmianą źródeł zasilania, które w niedalekiej przyszłości pozwolą zastąpić kotły opalane węglem.



Historia

W 1914 roku we wsi Pruszków pracę rozpoczęła prowizoryczna elektrownia o mocy 90 kW, która zasilala 350 żarówek. W 1915 roku część urządzeń została wywieziona do Niemiec. 5 grudnia 1919 roku pozostały majątek odkupił największy ówczesny polski

koncern energetyczny Siła i Światło, tworząc spółkę Elektrownia Okręgowa w Pruszkowie. Produkcja energii elektrycznej w 1938 roku osiągnęła 77,3 tys. MWh. Mimo że obiekt przetrwał drugą wojnę światową, był jedną z najbardziej zniszczonych elektrowni w Polsce – stopień zniszczenia oszacowano na 80%. Elektrownia została jednak odbudowana, osiągając w 1953 roku moc 38 MW elektrycznych. W 1959 roku została przekształcona w elektrociepłownię. Dziś dostarcza 164 MWt mocy cieplnej i 1,12 MW energii elektrycznej, produkując je w kotłach opalanych węglem. Oznacza to, że w najbliższych latach TERMIKA musi zastąpić je rozwiązaniami bardziej przyjaznymi dla środowiska.

Siły na zamiary

Specyfika obecności PGNiG TERMIKA S.A. w Pruszkowie to także własna sieć ciepłownicza o długości prawie 70 km. Nic zatem dziwnego, że naszym priorytetem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła systemowego dla mieszkańców Pruszkowa i okolic. Unowocześnianie zakładu uwarunkowane jest



Kotłownia olejowo-gazowa w Ec Pruszków.

wieloma czynnikami, między innymi położeniem elektrociepłowni w zurbanizowanym terenie. Oznacza to, że spółka musi uważnie dobierać planowane technologie, aby pozostać w zgodzie z naturą i okolicznymi sąsiadami. Wykorzystując dostępne rozwiązania, zamierzamy dywersyfikować paliwa, przechodząc na gaz, olej lekki i biomasę. Na tempo realizacji inwestycji wpływ miały też, niestety, czynniki niezależne od nas – pandemia i wybuch wojny w Ukrainie, co wpłynęło na przesunięcie terminów modernizacji Pruszkowa.

Wyzwania MCP

Ze względu na wielkość Ec Pruszków objęta została wymogami MCP. Dyrektywa MCP (z ang. *Medium Combustion Plants*) z 25 listopada 2015 roku dotyczy ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania, a więc podmiotów, które użytkują tzw. średnie obiekty spalania paliw, czyli kotły o mocy cieplnej od 1 do 50 MW. Mogą to być również nowe, tzw. łączone średnie obiekty, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW.



Nowa nastawnia w Ec Pruszków.

Wszystkie obiekty, które powstały przed 19 grudnia 2018 roku, a zatem i Ec Pruszków, muszą dostosować się do wymogów dyrektywy przed upływem jasno zdefiniowanych terminów. Termin zależy od nominalnej mocy cieplnej danego obiektu. Jako daty graniczne wyznaczono:

- 1 stycznia 2025 roku – dla instalacji o mocy większej niż 5 MW.
- 1 stycznia 2030 roku – dla instalacji o mocy nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW.

Niebieski etap

Projektując drogę przemian, Ec Pruszków TERMIKA założyła, że musi je podporządkować kompleksowości i spójności, wyznaczając cztery główne etapy technologicznej transformacji.

Pierwszy obejmował budowę kotłowni gazowo-olejowej o mocy 45 MWt, która właśnie przeszła pierwsze próby i odbiory techniczne. Zdaniem pracujących tam energetyków, przenosi pruszkowski zakład w XXI wiek. Praktycznie po uruchomieniu kotłów ponad dziewięćdziesięcioma procentami procesów można kierować z nowej nastawni. Kotłownia składa się z trzech jednostek: olejowo-gazowej o mocy 5 MWt i dwóch kotłów na olej lekki o mocy 20 MWt.

W stanie surowym zamkniętym znajduje się maszynownia silników gazowych o mocy 12 MWe/12 MWt. Budynek stanął w miejscu wyburzonej starej stacji przygotowania wody. W ubiegłym roku na specjalnie wykonanych podstawach zakotwiczone tam już trzy jednostki firmy Jenbacher. Prace związane z finalizacją tego etapu i uruchomieniem maszynowni zakończą się w drugim kwartale 2024 roku.

Skok w zielone

Aby zwinąć proces dekarbonizacji i wyłączyć kotły zasilane węglem, niezbędne jest uzupełnienie infrastruktury gazowo-olejowej o kolejne, bardziej wydajne źródło mocy, spełniające wymogi środowiskowe transformacji. PGNiG TERMIKA S.A. założyła, że w przypadku pruszkowskiej inwestycji będzie to kotłownia biomasowa o mocy około 38 MWt. Obecnie spółka otrzymała decyzję środowiskową dla wspomnianego rozwiązania, co pozwala z optymizmem patrzeć na planowane zakończenie modernizacji zakładu w 2027 roku. Tym samym istnieje szansa, aby w 2028 rok Ec Pruszków wkroczyła z wyłączonymi już kotłami węglowymi.

Efekt na lata

Modernizacja najstarszego zakładu TERMIKI i zastąpienie kotłów węglowych innymi źródłami zasilania oznacza przede wszystkim gwarancję stabilnych dostaw ciepła i energii elektrycznej dla miasta. Zastosowane rozwiązania, spełniając wymagania dyrektywy MCP, pozwalają na jednoczesne ograniczenie emisji dwutlenku węgla, tlenków siarki i metali ciężkich do atmosfery. Dają też odmłodzonej jubilatce perspektywy kolejnych efektywnych lat pracy.

Wojciech Dorobiński, główny specjalista ds. komunikacji, zespół ds. komunikacji korporacyjnej, biuro komunikacji, PGNiG TERMIKA, Grupa ORLEN

Rynek mocy – *quo vadis* sektorze?

Piotr Seklecki

14 grudnia 2003 roku odbyła się już ósma aukcja rynku mocy. W ramach tej formy pomocy publicznej zawarto dotychczas umowy na prawie 90 mld zł, które będą spłacane do 2044 roku. Ich finansowanie pochodzi od odbiorców energii elektrycznej – w rachunku przeciętnego gospodarstwa domowego za energię elektryczną, tzw. opłata mocowa stanowi około 7%¹.

Ustawa o rynku mocy² wprowadziła wsparcie w postaci dodatkowego wynagrodzenia dla źródeł wytwórczych energii elektrycznej za to, że przez określony w umowie czas – w razie potrzeby, na przykład niedoboru energii – będą dysponować odpowiednią mocą, czyli będą w stanie dostarczyć do sieci wymaganą ilość energii elektrycznej. Dostawca mocy oferuje usługę pozostawania w gotowości do dostarczania mocy oraz jej dostarczenia w tzw. okresach zagrożenia. Stroną popytową rynku mocy jest operator, który nabywa moc. Ustawa reguluje organizację tzw. rynku pierwotnego – aukcji mocy oraz rynku wtórnego – transakcji dwustronnych między dostawcami.

Wynagrodzenie za oferowaną moc ustala się w wyniku aukcji głównych dostaw na dany rok oraz aukcji dodatkowych na dany kwartał. Aukcje główne na lata dostaw 2021, 2022 i 2023 odbyły się od połowy listopada do grudnia 2018 roku. Od 2019 roku odbywa się jedna aukcja główna rocznie, z rezerwacją mocy na pięć lat w przód. Ustawa nie zakłada podziału na koszyki technologiczne – w aukcjach uczestniczą oferenci dysponujący różnymi technologiami wytwarzania.

Aukcje wygrywają najtańsze oferty, przy maksymalnym uwzględnieniu wymaganej przez Komisję Europejską (KE) neutralności technologicznej. Na podobnych zasadach rozpatrywane są oferty podmiotów krajowych i – w określonej wysokości – zagranicznych źródeł, a także usługi DSR, czyli ograniczanie zużycia energii i pobieranej mocy na żądanie. Ponadto, ustawa przewiduje, że im większa inwestycja w źródło wytwórcze, tym dłuższy kontrakt mocowy może ona otrzymać. Dłuższymi kontraktami premiowane są też jednostki o niskiej emisji CO₂ oraz dostarczające odpowiednio dużo ciepła do komunalnych systemów grzewczych.

Produktem na rynku mocy jest moc dyspozycyjna netto (tj. moc oddawana do sieci, bez potrzeb własnych) w okresie dostaw, wraz z zobowiązaniem do jej dostarczania w okresach zagrożenia przypadających na okres dostaw. Zobowiązanie to jest określane jako obowiązek mocowy i jest przedmiotem umowy mocowej zawieranej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego³.

Podsumowując, rynek mocy jest rozwiązaniem regulacyjnym, które ma na celu zapobieganie sytuacji niedoboru energii elektrycznej w przyszłości poprzez stworzenie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych i modernizowania już istniejących jednostek wytwórczych.

W 2023 roku prezes URE przeanalizował plany inwestycyjne wytwórców energii elektrycznej do 2036 roku⁴. W perspektywie najbliższych lat prognozowany jest realny spadek mocy dyspozycyjnych w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Przeanalizowane przez prezesa URE dane pokazują, że pomimo stałego wzrostu mocy zainstalowanej w systemie – dzięki coraz bardziej dynamicznemu rozwojowi odnawialnych źródeł energii – spada moc dyspozycyjna. Oznacza to konieczność wprowadzania nowych rozwiązań rynkowych, które zabezpieczą stabilność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, takich jak usługi elastyczności i zarządzania popytem, ale również utrzymania istniejących mechanizmów mocowych.

Do 2036 roku badane przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy wytwórczych. Największe inwestycje planowane są w jednostki wytwórcze oparte na gazie ziemnym (9,8 GW), morskich farmach wiatrowych (5,2 GW) oraz fotowoltaice (5,7 GW). Dyspozycyjność części nowych mocy będzie więc zależna od warunków atmosferycznych, a jednocześnie istotnie niższa niż dyspozycyjność wycofywanych z systemu jednostek konwencjonalnych opartych na węglu. Jednocześnie, w tym samym okresie badani wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy około 20 GW. Z systemu zostaną wycofane głównie jednostki wytwórcze wykorzystujące węgiel kamienny i brunatny. Jako główną przyczynę wycofania technologii węglowych wskazywano brak efektywności ekonomicznej i zużycie technologiczne. Przedsiębiorcy zadeklarowali również wycofanie nieznacznej ilości mocy pochodzących z farm wiatrowych na lądzie, biomasy oraz gazu.

Do 2036 roku najbardziej zmniejszy się udział jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny (z około 21 do około 11 GW), natomiast największy przyrost odnotują jednostki gazowe (z około 3,3 do około 13 GW).

Plany inwestycyjne to tylko jeden aspekt zagadnienia, jednakże rzeczywistość energetyczna szybko ewoluuje (rozwój nowych technologii) i wymusza pilne dostosowanie się do niej.

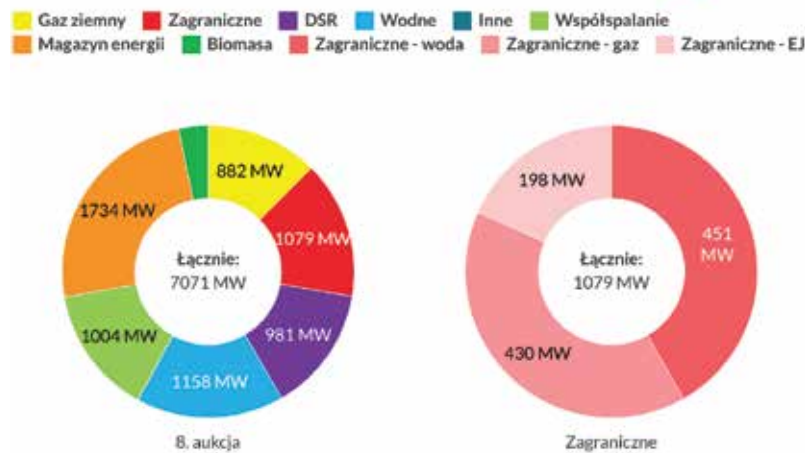
Dla porównania – ciekawe wieści inwestycyjne płyną z rynku niemieckiego, bowiem w najbliższym czasie zostaną zorganizowane cztery aukcje wsparcia dla budowy nowych elektrowni gazowych o łącznej mocy 10 GW. Ważne, że w okresie od 2035 do 2040 roku nowe elektrownie gazowe mają zmienić wykorzy-

stywane paliwo na wodór, a już na początku lat 30. inwestorzy będą musieli przedstawić szczegółowe plany transformacji poszczególnych jednostek. System wsparcia zostanie sfinansowany z niemieckiego funduszu klimatu i transformacji, a szacowany łączny koszt subsydiów może przekroczyć 16 mld euro.

Ponadto, najpóźniej w 2028 roku administracja rządowa chce też uruchomić rynkowy, neutralny technologicznie mechanizm mocowy. Jego celem będzie zabezpieczenie produkcji energii elektrycznej po 2030 roku, gdy wyłączane będą kolejne bloki węglowe. Równocześnie zapowiadana jest likwidacja barier regulacyjnych dla rozwoju elektrolizerów, w tym ograniczenie podwójnego opodatkowania energii magazynowanej w formie wodoru. Dodatkowo, rząd planuje przekazać dotacje dla 500 MW nowych mocy w elektrowniach zasilanych wyłącznie wodorem.

Zapowiedź budowy nowych elektrowni gazowych i utworzenia rynku mocy to efekt kompromisu pomiędzy liderami obecnie rządzącej koalicji w Niemczech. Poprzedziły go negocjacje z KE, która pod koniec 2023 roku zgodziła się na niemieckie wsparcie publiczne dla budowy elektrowni wodorowych o mocy 8,8 GW oraz elektrowni gazowych (z możliwością przejścia na wodór) o mocy 15 GW.

Zwycięskie technologie ósmej aukcji rynku mocy



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE

Z drugiej strony, decyzja o rozwoju nowych mocy gazowych stawia pod znakiem zapytania dotychczasowe plany Niemiec, które do 2035 roku chciały całkowicie ograniczyć emisję CO₂ w elektroenergetyce. Na problemy z tempem dekarbonizacji tego kraju zwracał już uwagę opublikowany w sierpniu 2023 roku raport Federalnej Agencji Środowiska. Zgodnie z nim Niemcy mogą nie osiągnąć innego celu, to jest ogólnej redukcji emisji CO₂ o 65 proc. do 2030 roku (w porównaniu z poziomem z 1990 roku).

Ponadto, uruchomienie rynku mocy znacząco zwiększy zależność Niemiec od importu gazu – obecnie ten surowiec odpowiada za 15,5 proc. produkcji energii elektrycznej w RFN – a jego całkowite zużycie wynosi około 80 mld m³. Budowa dodatkowych 10 GW mocy z wykorzystaniem paliwa gazowego zwiększyłaby niemieckie zużycie o około 10 proc. (8,5 mld m³) przy założe-

niu, że nowe elektrownie pracowałyby w tzw. podstawie systemu elektroenergetycznego. Najprawdopodobniej wzrost ten będzie jednak niższy, ponieważ elektrownie gazowe będą pracowały szczytowo, uzupełniając produkcję energii z OZE⁵.

Wracając do podsumowania wyników ósmej aukcji⁶, przez wiele lat inwestycje gazowe traktowane były jako pewnik dla zabezpieczenia nowych mocy. W poprzednich aukcjach nowe i modernizowane projekty gazowe pojawiały się regularnie, natomiast w omawianej aukcji „wygrały” wyłącznie inwestycje istniejące lub modernizowane (882 MW).

W związku z tym w sposób naturalny pojawia się pytanie o przyszłość takich projektów w kolejnych aukcjach rynku mocy. Bowiem, jeśli konkurencja będzie duża, to z pewnością skorzystają na tym odbiorcy energii (niższa cena), ale – z drugiej strony – inwestorom taka sytuacja może nie pozwolić na pokrycie kosztów inwestycji w nowe bloki gazowe, biorąc pod uwagę również unijne wymogi taksonomii oraz popularne stwierdzenie o „prześciowości” paliw gazowych.

Wydaje się więc, że tytułowe *quo vadis* sektorze powinno znaleźć docelowy kierunek w „zazielenieniu” planowanych inwestycji gazowych (współspalanie zielonego wodoru) czy przestawieniu na całkowite opalenie wodorem. Ponadto, należałoby przemyśleć obecną organizację i funkcjonowanie rynku mocy i zastanowić się na przykład nad przeprowadzaniem odrębnych aukcji dla jednostek istniejących, nowych i modernizowanych oraz wprowadzeniem odrębnych aukcji dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Piotr Seklecki, główny specjalista, koordynator ds. regulacji w SGT EuRoPol GAZ s.a.

¹ Ósma aukcja rynku mocy – najwyższy czas na rynek elastyczności, Forum Energii, 22 stycznia 2024 roku.

² Rynek mocy w Polsce został wprowadzony ustawą z 15 września 2021 roku o rynku mocy (tekst jednolity Dz.U. z 2023, poz. 2131).

³ Okresami zagrożenia – zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem ministra energii z 18 lipca 2018 roku – są pełne godziny (7–8, 8–9 itd.) między 7.00 a 22.00 w dni robocze, w których nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne”. Operator ogłasza okres zagrożenia nie później niż 8 godzin przed rozpoczęciem okresu zagrożenia. Wynikający z umowy obowiązek mocowy może zostać skorygowany przez operatora na podstawie prognozy zapotrzebowania na moc w systemie i sumy obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy w konkretnym okresie zagrożenia. Za moc dostarczoną ponad skorygowany obowiązek mocowy w danym okresie zagrożenia operator nalicza dostawcy mocy premię, która finansowana jest ze zgromadzonych kar za niewykonanie obowiązku mocowego w poprzednim roku dostaw.

⁴ Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2022–2036, URE, Warszawa, luty 2023.

⁵ Polityka *Insight Energy*, 8.02.2024.

⁶ Ósma aukcja rynku mocy – najwyższy czas na rynek elastyczności, Forum Energii, 22 stycznia 2024.



Fot. Gas Storage Poland sp. z o.o.

„Instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowych” – nowy dokument w branży gazowniczej

Jolanta Brzęczkowska

W pierwszych dniach listopada swoje istnienie w branży gazowniczej zapoczątkowała „Instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowych”. Dokument opracowany przez Gas Storage Poland sp. z o.o., która pełni funkcję operatora systemu magazynowania, został zatwierdzony przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z 17 października 2023 roku i – zgodnie z jej treścią – zaczął obowiązywać od 6.00 rano 6 listopada 2023 roku.

Obowiązek opracowania „Instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej” przez Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP), jako operatora systemu magazynowania (OSM) i przedłożenia dokumentu do zatwierdzenia przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), został wprowadzony przepisami ustawy z 20 maja 2021 roku o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw

(Dz.U., poz. 1093, z późn. zm.), która weszła w życie 3 lipca 2021 roku.

„Instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowych” (IRIEM), stosownie do art. 9g ust. 3a ustawy „Prawo energetyczne” (t.j. Dz.U. z 2022 roku, poz. 1385, z późn. zm.), określa szczegółowe warunki korzystania z instalacji magazynowej przez użytkowników systemu, warunki i sposób prowadzenia

ruchu, eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji w zakresie dotyczącym m.in. procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych.

Realizując wymogi przewidziane w ww. ustawie, spółka:

- opracowała i opublikowała na swojej stronie internetowej projekt IRiEIM, który następnie poddała konsultacjom publicznym,
- opracowała projekt IRiEIM, uwzględniający zmiany będące następstwem prowadzonych konsultacji,
- podała do publicznej wiadomości zestawienie wszystkich uwag zgłoszonych przez uczestników rynku do projektu IRiEIM wraz z informacją o stanowisku GSP,
- zgłosiła wniosek do prezesa URE o zatwierdzenie IRiEIM, rozpoczynając proces uzgodnień pomiędzy prezesem URE a spółką w zakresie ostatecznego brzmienia IRiEIM,
- po uzyskaniu decyzji prezesa URE, zatwierdzającej IRiEIM, wprowadziła do stosowania ww. dokument od 6.00 rano 6 listopada 2023 roku.

Z chwilą wejścia w życie IRiEIM zastąpiła stosowany dotychczas „Regulamin świadczenia usług magazynowania” (RŚUM), opracowany i okresowo aktualizowany przez GSP. Zarówno regulamin, jak i jego modyfikacje nie podlegały dotychczas zatwierdzeniu przez prezesa URE. Wraz z wprowadzeniem IRiEIM do stosowania dokument ten stał się integralną częścią obowiązujących już umów o świadczenie usług magazynowania i dotyczy wszystkich wnioskujących do GSP o zawarcie umowy, w tym także operatora systemu przesyłowego gazowego.

IRiEIM, zastępując RŚUM, wprowadziła zmiany w relacjach umownych i prawnych pomiędzy OSM a uczestnikami rynku magazynowania. W IRiEIM utrzymane zostały podstawowe zasady i tryby zawierania oraz realizacji umów o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych, a także przydziału zdolności magazynowych, uregulowane dotąd w RŚUM. Modyfikacje zasad w IRiEIM wynikają przede wszystkim z uwzględnienia uwag uczestników rynku, przekazanych w toku konsultacji publicznych, oraz z ujęcia oczekiwań prezesa URE, zgłoszonych w ramach postępowania administracyjnego, zakończonego zatwierdzeniem IRiEIM.

Zakres i treść zatwierdzonego przez prezesa URE dokumentu dostępne są na stronie internetowej GSP w zakładce poświęconej IRiEIM.

IRiEIM obejmuje trzy części.

- Część I. – Postanowienia ogólne – zawiera definicje stosowane w instrukcji oraz informacje ogólne, w tym m.in. zakres zastosowania i podstawy prawne IRiEIM, zasady jej wejścia w życie, procedurę zmiany instrukcji, obowiązki informacyjne OSM oraz spis dokumentów powiązanych, stosowanych przez OSM przy świadczeniu usługi magazynowania paliw gazowych, które publikowane są na stronie internetowej OSM.
- Część II. – Zasady korzystania z instalacji magazynowych – reguluje szczegółowo poszczególne obszary i przedstawia takie zagadnienia, jak charakterystyka usług magazynowania, procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania i zasady przydzielania zdolności magazynowych, zasady realizacji, wygaśnięcia i rozwiązania umowy, korespondencja, wymiana informacji i standardy jakości-

we obsługi ZUM (zleceniodawca usługi magazynowania), zasady współpracy i wymiany informacji pomiędzy OSM a operatorami innych systemów gazowych, zarządzanie ograniczeniami systemu magazynowania, kryteria bezpieczeństwa systemu magazynowania oraz zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwo gazowe i w sytuacji awaryjnej.

- Część III. – Postanowienia końcowe – reguluje kwestie dotyczące zakończenia obowiązywania dotychczas stosowanego regulaminu, przepisy przejściowe oraz przedstawia działania podejmowane przez OSM w przypadku braku możliwości wykorzystania Platformy Usług Magazynowania, czyli systemu informatycznego wykorzystywanego do komunikacji i obsługi klientów.

Ze względu na ściśle określoną przez prawo energetyczne zawartość IRiEIM, nie wszystkie uregulowane dotąd w RŚUM kwestie znajdują swój odpowiednik w IRiEIM.

Istotną zmianą w stosunku do RŚUM jest to, że IRiEIM nie zawiera części technicznej. Postanowienia, uregulowane dotychczas w drugiej części RŚUM, zostały zamieszczone drugim w rozdziale IRiEIM („Charakterystyka usług magazynowania, w tym usług dotyczących załadowania i odbioru paliwa gazowego”), natomiast informacje w pozostałym zakresie, tj. obowiązujące parametry techniczne i charakterystyki dotyczące instalacji magazynowych i świadczonych usług, publikowane są na stronie internetowej GSP.

Ponadto, cywilnoprawne warunki kontraktowe świadczenia usług magazynowania, a także zawierania i rozwiązywania umów nie zostały zamieszczone w IRiEIM. Kwestie te uregulowano w osobnym dokumencie „Ogólne warunki umowy o świadczenie usług magazynowania” (OWU), stanowiącym standardowy wzorzec umowny i dokument powiązany z IRiEIM. OWU określają m.in. zasady dokonywania przez OSM oceny wiarygodności finansowej wnioskodawcy i kwestie ustanawiania zabezpieczenia finansowego, zasady dotyczące rozliczeń i fakturowania, przesłanki rozwiązania, wypowiedzenia i wygaśnięcia umów, zasady odbioru paliwa gazowego w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy z GSP, zapisy w zakresie poufności i ochrony danych osobowych oraz tryb zmiany OWU. Dokumenty stanowiące dotąd załączniki do RŚUM oraz wzorce umów nie są objęte zakresem przedmiotowym IRiEIM i są publikowane wyłącznie na stronie internetowej GSP.

Stosownie do art. 9g ust. 12 prawa energetycznego, użytkownicy systemu korzystający z usług magazynowania paliw gazowych świadczonych przez OSM zobowiązani są stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiEIM, która z mocy prawa stanowi część umowy o świadczenie usług magazynowania, w tym także umowy ramowej.

Wszystkie podmioty zainteresowane działalnością i współpracą z GSP zapraszamy na stronę internetową spółki, na której zamieszczone są szczegółowe informacje niezbędne do zawarcia umów oraz aktualności informujące o podejmowanych przez spółkę działaniach, w tym o udostępnieniu usług magazynowania.

Jolanta Brzęczkowska, Dział Usług Magazynowania i Współpracy Operatorskiej, Gas Storage Poland sp. z o.o.



No CCSU, no Green Deal

– inauguracja największego projektu CCS w historii programu UE Horyzont

Mirosław Wojnicki

Nie będzie Europejskiego Zielonego Ładu bez CCSU. Taki przekaz płynący z wystąpienia Mony Mølnvik, dyrektor Norweskiego Centrum Badawczego CCS, rozpoczął dwudniowe spotkanie, otwierające projekt COREu, które odbyło się w okresie 31.01–1.02.2024 r. w Trondheim w Norwegii. Jest to kontynuacja myśli zaprezentowanej na Forum CCUS Komisji Europejskiej w Oslo w październiku 2022 roku. Wtedy to Kadri Simson, unijna komisarz ds. energii, stwierdziła, że bez CCS i CCU ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5 stopnia Celsjusza będzie praktycznie niemożliwe. Nowa strategia UE w zakresie zarządzania emisjami przemysłowymi dwutlenku węgla (*Industrial Carbon Management – ICM*), która ukazała się 6 lutego 2024 roku, wskazuje kluczową rolę CCS i CCU w realizacji ustalonych celów klimatycznych. Technologia CCS, polegająca na wychwycie, transporcie i geosekwestracji dwutlenku węgla (*Carbon Capture and Storage*), rozwijana jest obecnie z wykorzystaniem wychwyconego CO₂ (*utilization*) jako surowca w innych procesach technologicznych (np. produkcji paliw syntetycznych). W użyciu powszechnie stosowane są dwa określenia: CCSU – łączne traktowanie

obszaru geosekwestracji i wykorzystania CO₂, oraz rozdzielnie: CCS – geosekwestracja i CCU – wykorzystanie.

Projekt COREu (*CO₂ Routes across EUrope*), prowadzony przez SINTEF (Norwegia), uzyskał finansowanie w ramach unijnego programu ramowego Horyzont Europa: Klaster 5 – Klimat, Energia, Mobilność, Kierunek 3: Zrównoważona, bezpieczna i konkurencyjna dostawa energii, konkurs: Rozwijanie projektów demonstracyjnych w zakresie transportu i geosekwestracji CO₂. Jest to największy projekt dotyczący CCS w historii programu Horyzont Europa.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG – PIB), w ścisłej współpracy z Lotos Petrobaltic S.A. (Grupa ORLEN), odgrywa istotną rolę w projekcie. Polega ona na zwiększeniu dojrzałości CCS w Polsce poprzez szczegółowe rozpoznanie potencjalnej struktury sekwestracyjnej, wraz z prognozą i optymalizacją procesu zatłaczania CO₂, oraz na przygotowaniu regionalnego scenariusza dla pełnego łańcucha wartości CCS, obejmującego multimodalny transport i zdefiniowanie potencjalnych źródeł emisji CO₂. Działania INiG – PIB skupiają się również na analizie techniczno-eko-



Uczestnicy spotkania rozpoczynającego projekt COREu.

nomicznej, ocenie cyklu życia (LCA), sposobach monitoringu środowiskowego, analizie prawnej oraz szczegółowej ocenie długoterminowego bezpieczeństwa procesu sekwestracji CO₂ w czerpanym złożu ropy naftowej, zlokalizowanym w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej na Morzu Bałtyckim. W projekcie zaplanowane są szeroko zakrojone działania edukacyjne z wykorzystaniem specjalnie zaprojektowanej platformy e-learning, dostosowanej do wieku odbiorców (dedykowane programy dla najmłodszych), oraz rozszerzenie działań do metawersum zarówno w kontekście działań dyseminacyjnych, jak i demonstracyjnego projektu CCS (cyfrowy bliźniak).

COREu jest przykładem holistycznego podejścia do demonstracji łańcucha wartości CCS oraz promowania wymiany wiedzy i doświadczeń w całej Europie. Projekt skupia emitentów, dostawców technologii, operatorów systemów przesyłowych, firmy transportowe, instytuty badawcze i uniwersytety, wszystkie ze znacznym dorobkiem i doświadczeniem w tej dziedzinie.

COREu ma ambicje przyczynienia się do redukcji emisji CO₂ o 6,8 mln ton rocznie do 2035 roku i 36 mln ton rocznie do 2050 roku, opracowania ośmiu innowacji w zakresie pomiarów, monitorowania i weryfikacji (MMV), interoperacyjności i monitorowania łańcucha wartości oraz poprawy wewnętrznej stopy zwrotu z inwestycji w infrastrukturę CO₂ o 6% poprzez zmniejszenie ryzyka związanego z podstawowymi technologiami. Wpływ projektu wykracza daleko poza jego bezpośrednie cele. Przyczyniając się do redukcji emisji CO₂ i przyspieszając wdrażanie CCS w Europie, COREu podejmuje pilne globalne wyzwania i aktywnie wspiera zaangażowanie Unii Europejskiej na rzecz neutralności klimatycznej oraz cele zrównoważonego rozwoju ONZ (cel 7 – Czysta i dostępna energia, cel 9 – Innowacyjność, przemysł, infrastruktura, cel 13 – Działania w dziedzinie klimatu).

Projekt COREu startuje w czasie, gdy Komisja Europejska znacząco umacnia i rozwija wsparcie CCS/CCU w Europie.

Strategia ICM jest uzupełnieniem unijnych polityk i instrumentów finansowania, zwłaszcza dyrektywy CCS, unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), proponowanych ram certyfikacji usuwania CO₂, aktu w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie. Jest też wsparciem dla infrastruktury do transportu CO₂ na mocy rozporządzenia TEN-E (rozporządzenie w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej) dla transgranicznych projektów energetycznych, unijnego Funduszu Innowacyjnego oraz instrumentu Łącząc Europę.

Zaproponowanym przez komisję celem na 2030 rok jest geosekwestracja CO₂ na poziomie 50 mln ton (MT) rocznie. Wyniki przeprowadzonego modelowania wskazują, że od 2040 roku należy wychwycić 280 MT CO₂ rocznie, a od 2050 roku wielkość wychwytu i geosekwestracji ma sięgnąć nawet 450 MT CO₂ rocznie. Ogromna skala planowanych działań wymaga ustanowienia jednolitego rynku CO₂ oraz wspólnej, ogólnounijnej wizji i wspólnego, ogólnounijnego podejścia do rozwoju tego sektora. Szacuje się, że po 2030 roku wychwytywanie CO₂ będzie generować całkowitą wartość gospodarczą w wysokości 45–100 mld euro i pomoże stworzyć nawet 170 tys. zielonych miejsc pracy. Aby jednak pobudzić rozwój tego rynku, konieczne będzie połączenie finansowania publicznego i prywatnego na szczeblu unijnym i krajowym. Zwiększone zostanie również wsparcie w ramach programu Horyzont Europa i Funduszu Innowacyjnego dla badań naukowych, innowacji i projektów demonstracyjnych w CCS.

Spotkanie otwierające COREu w Trondheim było okazją do omówienia szczegółów realizacji projektu, integracji i zbudowania relacji wśród interesariuszy, którzy wspólnie będą wspierać rozwój CCS w Europie.

Dr inż. Mirosław Wojnicki, koordynator projektu ze strony INiG – PIB

Nagrody na Targach EXPO-GAS, kwiecień 2023

Medal w kategorii „Aparatura kontrolna”

Producent: PKN ORLEN S.A. Oddział Centralny PGNiG

Instalacja Sampling LNG może mieć szerokie zastosowanie do badania jakości skroplonego paliwa gazowego LNG z cystern, LNG z układów tankowania na stacjach regazyfikacji, LNG stosowanego do napędu pojazdów (po właściwym dostosowaniu dystrybutorów), bioLNG wytwarzanego w miejscu jego powstania i dostarczenia, a także efektu starzenia się LNG w czasie transportu kołowego. Instalacja może służyć także do pobierania próbek innych cieczy kriogenicznych o temperaturze wrzenia do około -196°C. Prototypową, w pełni funkcjonalną instalację zbudowano w 2020 roku. Ze względu na zastosowane innowacyjne rozwiązania konstrukcyjne uzyskano ochronę patentową dla mobilnego układu do pobierania próbek skroplonego gazu



ziemnego LNG z ciśnieniowych zbiorników. Rozwiązanie to jest odpowiedzią m.in. na efekty procesu starzenia się LNG, które jako mieszanina składająca się z wielu składników o różnej temperaturze wrzenia i ciepła właściwym stale zmienia skład podczas transportu i magazynowania, a co za tym idzie – również stężenia poszczególnych składników. Dlatego w miejscu odbioru LNG i jego rozładunku skład LNG, a także jego parametry fizykochemiczne: gęstość, ciepło spalania i liczba Wobbego są inne niż w miejscu załadunku. W konsekwencji ilość energii w dostarczonym LNG też jest inna. Odpowiedzią na trudności pomiarowe parametrów LNG, które mogą wynikać z usytuowania jego miejsca odbioru, jest właśnie mobilny układ pobierania próbek z urządzeń ciśnieniowych.

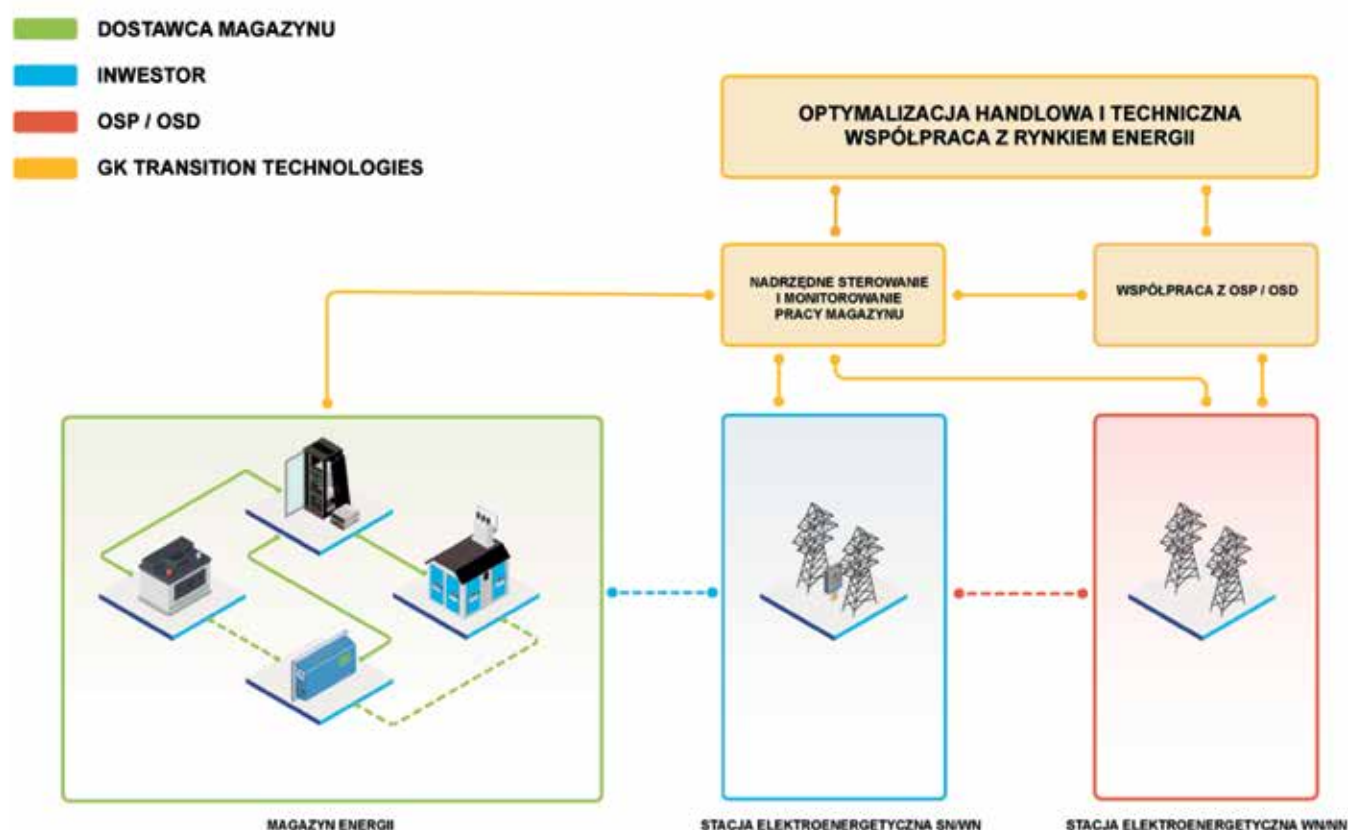
Kompleksowa usługa przyłączania magazynów energii do sieci elektroenergetycznej

Piotr Błach

Magazyny energii zaczynają stanowić kluczowy element transformacji energetycznej. Elastyczność pracy, która pozwala na stabilizację pracy OZE, a dzięki temu sieci elektroenergetycznej, sprawia, że coraz więcej inwestorów planuje budowę jednostek magazynowych. Dzięki nadchodzącym zmianom na rynku bilansującym czy tworzącym się rynku usług elastyczności otwierają się nowe źródła przychodów dla magazynów energii, a co za tym idzie – liczba magazynów będzie znacząco rosła.

Transition Technologies – Systems, korzystając z wieloletniego doświadczenia na rynku energii, stworzyła portfolio usług związanych z obsługą przyłączania magazynów energii do sieci elektroenergetycznej.

Zakres oferowanych usług i produktów w dużej mierze zależy od celu biznesowego związanego z funkcjonowaniem magazynu energii oraz lokalizacji przyłączenia (sieć dystrybucyjna lub przesyłowa). Magazyny energii mogą działać



w najprostszym układzie jako instalacja współpracująca z OZE na jedynym przyłączy, minimalizując niezbilansowanie takiego układu, dodatkowo zapewniając zwiększenie współczynnika autokonsumpcji, jeżeli w takim układzie pojawia się np. fabryka lub inny większy konsument energii. Obecnie istniejące mechanizmy rynku mocy czy klasycznego arbitrażu cenowego będą w przyszłości stanowić główne modele przychodowe dla właścicieli magazynów na rynku energii. Warto także zwrócić uwagę na segment usług bilansujących na rzecz operatora sieci przesyłowej (OSP), który wystartuje już w czerwcu 2024 roku w wyniku reformy rynku bilansującego oraz na segment usług elastyczności na rzecz operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), planowanych na lata 2025–2026. W przypadku tych drugich pozostaje wiele niewiadomych związanych ze standardami komunikacji pomiędzy magazynami energii a OSD. W przypadku usług bilansujących opis funkcjonowania oraz wymagania związane z infrastrukturą teleinformatyczną zostały już precyzyjnie określone w warunkach dotyczących bilansowania (WDB) opublikowanych przez OSP.

Oferta Transition Technologies – Systems została podzielona na 6 kategorii. Są to:

- infrastruktura,
- sterowanie i nadzór pracy,
- współpraca z OSD/OSP,
- handel energią,
- optymalizacja,
- cyberbezpieczeństwo.

W przypadku magazynu energii, świadczącego usługi na rzecz OSP, istotna jest zwłaszcza kategoria produktów i usług zapewniających współpracę z operatorem. Zgodnie z wymaganiami, magazyn musi mieć zapewnioną komunikację z operatorem poprzez system WIRE, między innymi w celu wymiany zgłoszeń handlowych, ofert portfolio czy wymiany danych pomiarowych i dokumentów rozliczeniowych. Kolejnymi wymaganymi systemami są SOWE (system współpracy operacyjnej z elektrowniami), pozwalający na wymianę danych dotyczących dostępności jednostek, oraz LFC i SMPP (LFC/SMPP – system sterowania i monitorowania parametrów operacyjnych), które odpowiadają za automatyczną regulację mocy i częstotliwości, co jest istotne w kontekście świadczenia usług na moce bilansujące (FCR – rezerwa utrzymania częstotliwości, aFRR – rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną, mFRR – rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego i RR – rezerwa zastępcza).

Transition Technologies – Systems oferuje kompleksowe usługi obejmujące pełen zakres teleinformatyczny związany z integracją magazynów energii. Nasza oferta umożliwia inwestorom skuteczne zarządzanie wszystkimi aspektami tego obszaru. Skontaktuj się z naszymi ekspertami już teraz!

<https://ttst.com.pl/tt-systems/>

Piotr Błach, kierownik zespołu ds. rynku OZE w Transition Technologies – Systems sp. z o.o.

ROLA MAGAZYNÓW ENERGII, A WYZWANIA TELEINFORMATYCZNE

WEBINAR ONLINE



Zarejestruj się!

Magazyny energii stają się kluczowym elementem transformacji energetycznej. Elastyczność pracy, która pozwala na stabilizację pracy OZE, a co za tym idzie także sieci elektroenergetycznej sprawia, że coraz więcej inwestorów planuje budowę jednostek magazynowych.

W czasie webinaru "Rola magazynów energii, a wyzwania teleinformatyczne" specjaliści Transition Technologies-Systems: Piotr Błach - Kierownik Zespołu ds. Rynku OZE i Mirosław Dyrda - Business Development Manager pokażą uczestnikom przykłady nowatorskich rozwiązań IT dla magazynów energii.

Rola gazu ziemnego w niemieckiej polityce energetycznej

Radosław Szczerbowski

Stabilna polityka energetyczna oraz stworzone na jej podstawie regulacje prawne powinny gwarantować bezpieczeństwo energetyczne oraz wskazywać perspektywy rozwoju sektora energetycznego w dłuższym czasie. Wraz z nowymi regulacjami na poziomie europejskim pojawiają się zmiany w polityce energetycznej krajów, które określają przyszłe kierunki działań. Wydaje się, że krajem, który wywiera zdecydowanie największy wpływ na politykę energetyczną krajów Unii Europejskiej są Niemcy.

Zainicjowana w 2011 roku niemiecka transformacja energetyczna *Energiewende* [1], zaproponowana przez rząd, ze względu na narzucone tempo zmian, stanowi nową jakość w strategii energetycznej Niemiec. *Energiewende* stanowi przełom energetyczny w Niemczech, który związany jest przede wszystkim z dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii i decyzją o wyłączeniu z eksploatacji elektrowni jądrowych, a później również węglowych.

Niemcy, które przyjęły jeden z najbardziej ambitnych programów transformacji energetycznej spośród wszystkich krajów uprzemysłowionych, należą do liderów tych przemian. Niemcy, dzięki tej długoterminowej strategii, która realizowana jest już od wielu lat, planują zasadniczą transformację swojego sektora energetycznego, która ma się opierać w głównej mierze na energetyce wiatrowej i słonecznej. Narodowa strategia klimatyczna Niemiec została określona w „Planie działań na rzecz klimatu do 2050 roku” [2], który wyznacza długoterminową ścieżkę redukcji emisji w poszczególnych sektorach. W porównaniu z rokiem bazowym (1990) główne cele zakładają redukcję emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% do 2020 roku, 55% do 2030 roku, 70% do 2040 roku i 80–95% do 2050 roku, kiedy to kraj ma być w większości neutralny pod względem emisji gazów cieplarnianych.

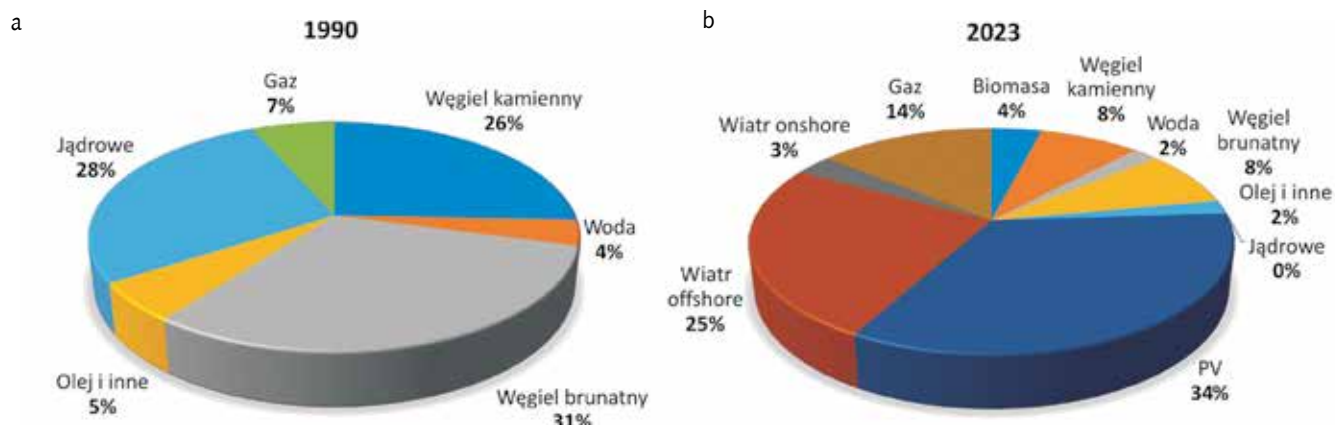
Strategię transformacji energetycznej można podsumować trzema celami, którymi są:

- redukcja zużycia energii we wszystkich sektorach,
- wykorzystanie energii odnawialnej wszędzie, gdzie ma to sens ekonomiczny i ekologiczny,
- pokrycie pozostałego zapotrzebowania na energię za pomocą energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł.

Niemiecki system energetyczny

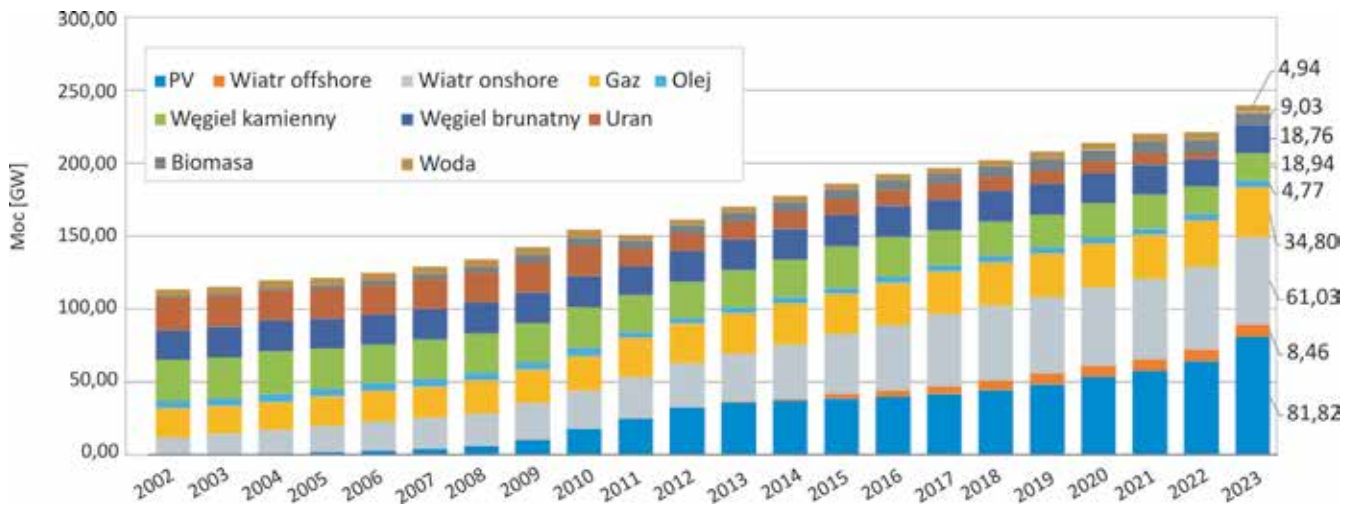
Historia rozwoju niemieckiej polityki energetycznej – *Energiewende* – wywodzi się z drobnych lokalnych inicjatyw, które pojawiły się na początku lat 90. ubiegłego wieku. Momentem przełomowym było uchwalenie w 2000 roku ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wspomniana ustawa o OZE [3], wprowadziła system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, zapewniający im gwarantowaną taryfę przez 20 lat oraz pierwszeństwo zakupu przez operatorów sieci. *Energiewende* zakorzeniło się w świadomości Niemców, o czym świadczy kilka faktów. Od tego momentu można zauważyć znaczące zmiany w miksie energetycznym, który dzięki wparciu legislacyjnemu źródeł OZE zmienił się diametralnie w okresie tych trzydziestu lat (rysunek 1). Po pierwsze, już prawie 70% mocy zainstalowanej w niemieckim systemie

Rysunek 1. Procentowe udziały w Niemczech mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w 1990 roku (a) i w 2023 roku (b)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych [5].

Rysunek 2. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wytwórczych w Niemczech w latach 2002–2023



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych [5].

elektroenergetycznym to źródła odnawialne, które produkują ponad 50% energii elektrycznej. Po drugie, ponad 40% instalacji produkujących czystą energię jest własnością osób prywatnych. Ponadto, niemiecka polityka energetyczna cieszy się znacznym poparciem mieszkańców, a w sektorze energii odnawialnej pracuje ponad 300 tys. osób [4].

Niemiecki system energetyczny to ponad 242 GW mocy zainstalowanej (rysunek 2) i ponad 550 TWh produkowanej energii elektrycznej. Mimo negatywnego nastawienia Niemiec do energetyki węglowej udział węgla w niemieckim bilansie energetycznym wynosi 15% mocy zainstalowanej i odpowiada za około 24% produkowanej energii elektrycznej. Od 2005 roku z niemieckiego systemu wycofano ponad 22 GW mocy w elektrowniach węglowych. Mimo to niemiecki system energetyczny dysponuje największą mocą zainstalowaną w elektrowniach węglowych w Europie (prawie 40 GW). Rezygnacja z energetyki węglowej jest kluczowym elementem transformacji energetycznej i polityki klimatycznej Niemiec. Wraz z wejściem w życie „Ustawy o ograniczeniu i zaprzestaniu produkcji energii elektrycznej z węgla” [6] z 2020 roku postanowiono najpóźniej do 2038 roku zakończyć produkcję energii elektrycznej z węgla.

W niemieckim miksie energetycznym energia jądrowa jeszcze w 2021 roku zapewniała około 12% zapotrzebowania na energię, przy około 4-procentowym udziale w mocy zainstalowanej. Zgodnie z decyzjami rządu i parlamentu Niemiec, ostatnie elektrownie jądrowe zostały wyłączone w 2023 roku. Natomiast, co istotne, od początku przemian energetycznych w Niemczech powoli wzrasta udział w mocy zainstalowanej źródeł gazowych, który wynosi obecnie ponad 34 GW, a produkcja energii elektrycznej z gazu to prawie 16% całkowitej produkcji.

W 2019 roku Bundestag uchwalił ustawę o ochronie klimatu (niem. *Klimaschutzgesetz*), w której zapisano wprowadzenie opłat za emisję dwutlenku węgla w sektorach transportu i ogrzewania, które dotychczas nie były objęte europejskim systemem handlu uprawnieniami do emisji. Przede wszystkim jednak usankcjonowała prawnie nowy cel klimatyczny, który zakłada, że do 2050 roku Niemcy osiągną neutralność emisyjną. W praktyce oznacza to, że do 2050 roku powinno dojść do re-

dukcji emisji gazów cieplarnianych o 95% w odniesieniu do poziomu z 1990 roku [7]. Osiągnięcie tego ambitnego zamierzenia zdecydowanie utrudni fakt, że Niemcy definitywnie wycofali się z energetyki jądrowej.

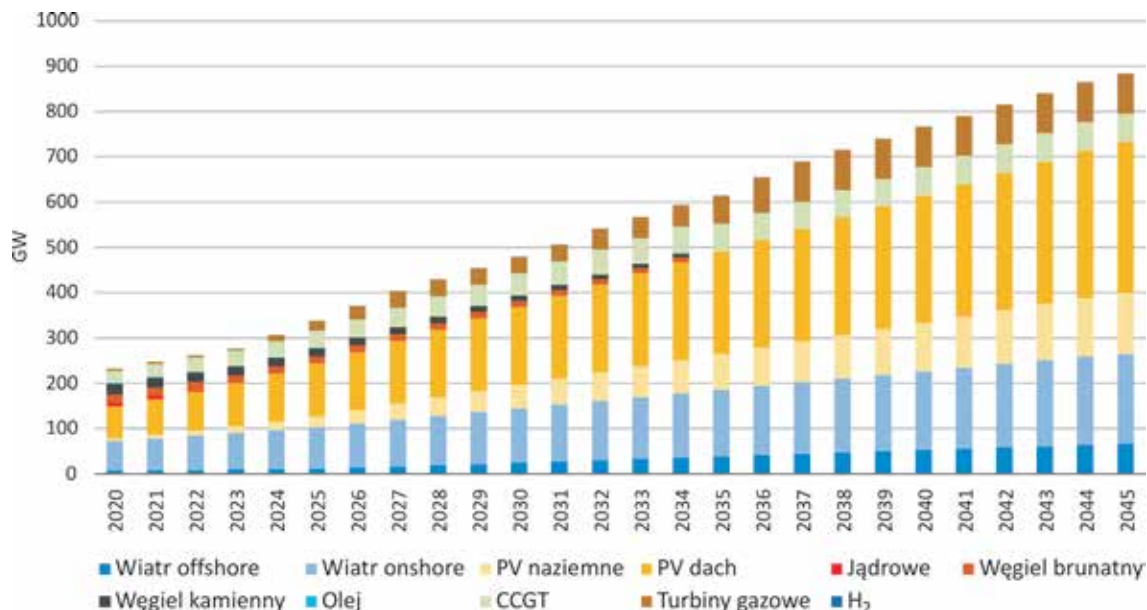
Według niemieckiego Ministerstwa Energii, ponad 25% indywidualnych systemów grzewczych wykorzystuje olej opałowy. Ponadto, wiele gospodarstw domowych (zwłaszcza na obszarach wiejskich) nie jest podłączonych do sieci gazowej ani do miejskich systemów ciepłowniczych. Niemniej jednak paliwo gazowe odpowiada za prawie 50% produkcji ciepła dla odbiorców indywidualnych. Wykorzystanie ciepła sieciowego w Niemczech jest stosunkowo niewielkie i wynosi około 14% źródeł ciepła [8].

Czy Niemcy będą w stanie zaspokoić swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną w sytuacji, gdy od 2023 roku nastąpiło wycofanie energetyki jądrowej, do 2035 roku mają zostać wycofane bloki elektrowni węglowych, z jednoczesnym wzrostem zapotrzebowania na energię, związanym chociażby ze wzrostem elektromobilności i coraz większym wykorzystaniem energii elektrycznej w systemach grzewczych? Ze względu na rosnący udział źródeł energii odnawialnej, które charakteryzują się zmienną produkcją, w niemieckim miksie energetycznym wzrosną wymagania dotyczące elastyczności przyszłego systemu elektroenergetycznego. Przejście na zasilanie energią elektryczną, oparte głównie na odnawialnych źródłach energii, oznacza zasadniczą zmianę struktury sektora energetycznego. W dłuższej perspektywie nie będą już działać w trybie ciągłym żadne elektrownie pracujące w podstawie obciążenia, wykorzystujące kopalne źródła energii lub uran.

Niemiecki system energetyczny w 2050 roku

Podstawowym problemem przy realizacji nowej polityki energetycznej *Energiewende* jest zapewnienie ciągłości dostaw energii po wyłączeniu elektrowni jądrowych. Obecnie Niemcy starają się wykorzystać w tym celu energetykę węglową oraz gaz ziemny, który jest surowcem niskoemisyjnym i pozwala na zachowanie celów redukcji emisji dwutlenku węgla. Wydaje się zatem, że dokonujące się obecnie zmiany w bilansie energetycznym Nie-

Rysunek 3. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wytwórczych w Niemczech do 2045 roku



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych [5].

mieć wpływają na ograniczenie bezpieczeństwa energetycznego tego kraju. Dzieje się tak na skutek zwiększenia się uzależnienia od dostaw importowanych surowców energetycznych, szczególnie gazu.

Według scenariusza referencyjnego, opracowanego w Instytucie Fraunhofera, w 2045 roku sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wiatrowych i fotowoltaice ma wynosić ponad 690 GW (rysunek 3). Zgodnie z tymi założeniami w niemieckim systemie elektroenergetycznym zainstalowanych będzie ponadto około 152 GW mocy w elektrowniach z turbinami gazowymi zasilanymi metanem lub wodorem oraz w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-parowych. Łączna sumaryczna moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym w 2045 roku przekroczy 880 GW.

W Niemczech gaz ziemny jest wykorzystywany do ogrzewania pomieszczeń i procesów technologicznych oraz do wytwarzania energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu ziemnego zaspokaja około 16% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Moc zainstalowana w elektrowniach na gaz ziemny, wynosząca ponad 34 GW, zbliżona jest do mocy zainstalowanej w elektrowniach na węgiel. Natomiast do 2045 roku zakładany jest ponad 5-krotny wzrost mocy zainstalowanej w paliwie gazowym. Z ekologicznego punktu widzenia gaz ziemny jest znacznie mniej szkodliwy niż węgiel. Emisja CO₂ z jednej kilowatogodziny energii elektrycznej z elektrowni opalanych gazem ziemnym jest o połowę mniejsza niż z elektrowni opalanych węglem kamiennym i stanowi tylko około jednej trzeciej emisji z elektrowni opalanych węglem brunatnym. Zatem eliminacja węgla z energetyki i zastąpienie go gazem pozwoli w perspektywie 2045 roku na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych.

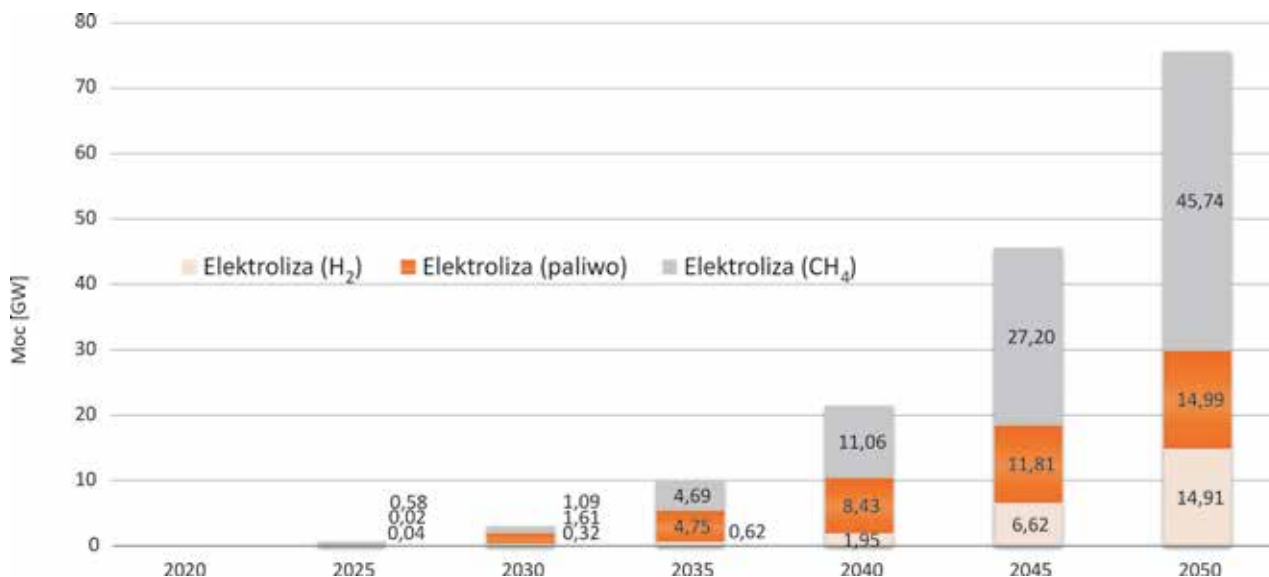
Elektrownie gazowe cechuje wiele właściwości, które sprawiają, że nadają się do świadczenia różnorodnych usług na rzecz systemu energetycznego. W związku z tym są one dobrze przystosowane do kompensowania zmian energii elektrycznej gene-

rowanej przez elektrownie wiatrowe i słoneczne, a zatem mogą wnieść istotny wkład w bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Elektrownie gazowe są technicznie lepiej przystosowane do szybkiego reagowania na zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w porównaniu z elektrowniami węglowymi. Również jednostkowe koszty inwestycyjne są niższe niż w przypadku elektrowni węglowych. Oznacza to, że z technicznego punktu widzenia elektrownie gazowe są dobrze przygotowane do przejęcia odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej [9].

W perspektywie długoterminowej, mniej więcej od 2040 roku, coraz bardziej znaczący w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie udział gazu syntetycznego zamiast gazu ziemnego. Gaz ten będzie wytwarzany z wykorzystaniem wodoru produkowanego z energii odnawialnej w technologii *Power to Gas*. Można również zauważyć, że technologia *Power to Gas* będzie miała znaczące miejsce w sektorze energetycznym przyszłości, zwłaszcza ze względu na możliwość magazynowania wodoru. Według scenariusza referencyjnego, w 2050 roku sumaryczna moc elektrolizerów w niemieckim systemie energetycznym wyniesie ponad 75 GW (rysunek 4). Obecnie energia elektryczna magazynowana jest głównie w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych, których zdolność magazynowania mocy wynosi od 6 do 11 GW, co pozwala na wytworzenie około 40 GWh energii elektrycznej [9].

Biorąc pod uwagę obecnie duże uzależnienie Niemiec od paliw kopalnych w ciepłownictwie oraz szybki wzrost produkowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, istnieje możliwość zarówno zwiększenia bezpośredniej roli źródeł odnawialnych w produkcji ciepła, jak i dążenia do sprzężenia sektorowego, aby w większym stopniu wykorzystywać energię elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii. Ogrzewanie elektryczne może być dostarczane lokalnie przez pompy ciepła w budynkach lub poprzez wielkoskalową produkcję energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania w lokalnych systemach ciepłowniczych.

Rysunek 4. Prognozowany wzrost mocy zainstalowanej w elektrolizerach do 2050 roku



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych [5].

Wydaje się to tym bardziej możliwe, że łączna sumaryczna moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym w 2045 roku przekroczy 800 GW. Zatem nadwyżki produkowanej energii będzie można przeznaczyć do produkcji ciepła. Duża skala elektryfikacji sektora ogrzewnictwa może stanowić wyzwanie dla sieci elektroenergetycznej poprzez przesunięcie zapotrzebowania na energię do sektora ciepłowniczego, ale poprzez sprzężenie sektorowe może również przynieść możliwość poprawy efektywności całego systemu energetycznego. Według założeń scenariusza referencyjnego w 2045 roku energia elektryczna będzie wykorzystywana w prawie 70% do produkcji ciepła (w tym pompy ciepła), natomiast paliwa gazowe w około 10%, w tym prawie 7% ma stanowić wodór.

Rząd Niemiec wyznaczył długoterminowy cel w zakresie rozwoju energii odnawialnej, której udział w końcowym zużyciu energii powinien osiągnąć 60% w 2050 roku, a ponad 80% zużywanej energii elektrycznej będzie generowane przez źródła odnawialne. Jeśli Niemcy rzeczywiście osiągną swój cel w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii, niezależność energetyczna Niemiec będzie bardzo stabilna.

Jednoczesne wyłączenie elektrowni jądrowych oraz stopniowe wygaszanie bloków węglowych, przy prognozowanym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną, wymaga znacznego przyspieszenia rozbudowy mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych. Niewystarczający rozwój źródeł odnawialnych, który nie zostanie zrekompensowany przez nowe bloki gazowe, może wydłużyć proces wygaszania elektrowni węglowych. Według badań [11], udział bloków gazowych w niemieckim systemie energetycznym powinien do 2030 roku wzrosnąć o prawie 30 GW nowych elektrowni. Jeżeli nie powstanie system magazynów energii, wielkość ta powinna wzrosnąć o kolejne 9 GW. Zatem udział gazu w niemieckim systemie energetycznym może w najbliższych latach wzrosnąć w sposób znaczący. Stąd próba przyspieszenia odejścia od paliwa gazowego w ciepłownictwie indywidualnym, które do 2045 roku będzie musiało korzystać wyłącznie ze źródeł OZE [12].

Natomiast udział gazu w miksie energetycznym jest silnie uzależniony od możliwości jego pozyskania na rynkach światowych. Niemcy od czasu konfliktu w Ukrainie skutecznie doprowadziły do uniezależnienia się od gazu z Rosji, który zapewniał około 60% zużycia. Podpisane porozumienie z Norwegią zapewni dostawy 1/3 gazu ziemnego, a w przyszłości także wodoru co najmniej do 2034 roku [10].

Dr inż. Radosław Szczerbowski, adiunkt, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Poznańska

Literatura

- [1] *Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050*, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 2012.
- [2] https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/-klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- [3] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*, <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/275>
- [4] <https://www.obserwatorfinansowy.pl/bez-kategorii/rotator/energiewende-czyli-jak-niemcy-nawarzyli-sobie-piwa/>
- [5] <https://www.energy-charts.de>
- [6] *Key findings and Summary, Monitoring report 2020*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, www.bundesnetzagentur.de
- [7] <https://www.bmu.de/en/topics/climate-adaptation/climate-protection/national-climate-policy/climate-action-plan-2050-germanys-long-term-low-greenhouse-gas-emission-development-strategy>
- [8] <https://energypost.eu/germany-to-ramp-up-the-decarbonisation-of-buildings-heating-from-jan-1st-2024-how/>
- [9] Phasing Out Coal in the German Energy Sector, Interdependencies, Challenges and Potential Solutions, German Institute for Economic Research (DIW Berlin), https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2019/3537-kohlereader_englisch-final.pdf
- [10] <https://energia.rp.pl/surowce-i-paliwa/art39593401-wielki-kontrakt-niemiec-na-norweski-gaz-ziemny-i-wodor>
- [11] https://www.baywa-re.pl/fileadmin/ContentHub/News/Studie_Frontier_Economics_Wert_von_BESS_-im_deutschen_Stromsystem.pdf
- [12] <https://www.gramzielone.pl/dom-energooszczedny/20160594/niemcy-wymusza-zmiane-instalacji-grzewczych>

Budowa i rozwój unijnej gospodarki wodorowej – Europejski Bank Wodoru

Tomasz Brzeziński, Aleksandra Walczak

W unijnej strategii wodorowej z lipca 2020 roku założono zainstalowanie na terytorium Unii Europejskiej do 2030 roku elektrolizerów zasilanych energią z OZE, które mogą wyprodukować nawet 10 milionów ton wodoru odnawialnego. W planie REPowerEU z maja 2022 roku podtrzymano cel produkcji wodoru odnawialnego na terenie UE oraz sformułowano dodatkowy cel, obejmujący zapewnienie do 2030 roku importu na teren UE 10 mln ton wodoru odnawialnego.

14 września 2022 roku przewodnicząca Komisji Europejskiej ogłosiła ustanowienie Europejskiego Banku Wodoru (EBW), którego głównym celem jest wspieranie produkcji wodoru odnawialnego w UE oraz jego importu na teren UE, a tym samym przyczynianie się do budowy unijnej gospodarki wodorowej i realizacji celów określonych w polityce klimatycznej UE. 16 marca 2023 roku KE przedstawiła szczegółowy komunikat dotyczący EBW [(COM(2023) 156 final)].

Szacowany poziom wymaganych inwestycji w zakresie budowy rynku wodoru

W komunikacie w sprawie EBW zwrócono uwagę, że europejski rynek wodoru mierzy się z czterema wyzwaniami inwestycyjnymi: zwiększeniem zdolności produkcyjnych elektrolizerów, zwiększeniem nowych zdolności produkcyjnych wodoru, otwarciem nowych sektorów popytu na wodór odnawialny i niskoemisyjny oraz rozwojem specjalnej infrastruktury wodorowej. Całkowite potrzeby inwestycyjne w zakresie produkcji, transportu i zużycia 10 mln ton wodoru odnawialnego KE szacuje na około 335–471 mld euro, przy czym na dodatkową produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych potrzeba 200–300 mld euro. Z kolei szacowane nakłady inwestycyjne dotyczące wybudowania infrastruktury wodorowej do 2030 roku mają wynieść od 50 do 75 mld euro w przypadku elektrolizerów, od 28 do 38 mld euro w przypadku wewnętrznych rurociągów UE oraz od 6 do 11 mld euro w przypadku magazynowania. Zwiększenie zdolności produkcyjnych elektrolizerów będzie wymagało dodatkowych inwestycji, szacowanych na maksymalnie 1,2 mld euro. W międzynarodowych łańcuchach wartości potrzebne będzie dodatkowo 500 mld euro inwestycji, aby umożliwić import 10 mln ton wodoru odnawialnego, w tym w formie jego pochodnych.

Źródła finansowania potrzeb inwestycyjnych

Komisja zakłada, że większość inwestycji w sektorze wodoru będzie musiała zostać pokryta z kapitału prywatnego, wspiera-

nego przez odpowiednie instrumenty finansowe, angażujące właściwe fundusze Unii Europejskiej. Obok szerokiej możliwości pozyskania finansowania dla projektów wodorowych ze środków unijnych określonych w komunikacie w sprawie EBW, KE zwróciła uwagę na potrzebę rozwiązania problemu sfinansowania tzw. premii ekologicznej, odpowiadającej wyższym kosztom ponoszonym przez tych odbiorców, którzy są skłonni wybrać wodór zamiast paliw kopalnych. Wielkość premii ekologicznej szacuje się na około 90–115 mld euro w odniesieniu do zsumowanych wielkości produkcji krajowej i importu wodoru odnawialnego, zaplanowanych na 20 mln ton. W tym kontekście strategia EBW koncentruje się na zapewnieniu pokrycia, a docelowo także na zmniejszeniu różnicy w kosztach pomiędzy wodorem odnawialnym a paliwami kopalnymi, które może on zastąpić.

Struktura i zadania EBW

Zgodnie z komunikatem w sprawie EBW wyznaczono cztery filary działań, na których EBW się opiera. Obejmują one dwa mechanizmy finansowania wspierające produkcję wodoru odnawialnego w UE i na świecie. Pierwszym filarem jest utworzenie rynku wewnętrznego wodoru UE (aukcje z premią ekologiczną, wspierające produkcję wodoru w ramach funduszu innowacyjnego). Drugi filar obejmuje działania EBW wspierające import wodoru odnawialnego do UE (aukcje z premią ekologiczną wspierające przywóz wodoru odnawialnego).

Trzecim filarem są działania EBW w zakresie zapewnienia przejrzystości i koordynacji w obszarze gromadzenia, przepływu i dostępności danych dotyczących oceny popytu, potrzeb infrastrukturalnych, przepływów wodoru oraz gromadzenia danych dotyczących kosztów wodoru.

Czwarty filar działań EBW to obszar działań polegających na koordynowaniu przepływu danych i usprawnieniu funkcjonowania istniejących europejskich i międzynarodowych instrumentów finansowania projektów wodorowych (np. w ramach InvestEU, funduszy strukturalnych, Funduszu Innowacyjnego, pożyczek preferencyjnych, gwarancji itp.). Jak podkreśla się w komunika-

cie w sprawie EBW, poprawa międzysektorowej wymiany wiedzy na temat wodoru oraz świadomości na temat poszczególnych środków wsparcia w ramach różnych instrumentów wsparcia i finansowania UE i państw członkowskich jest jednym z obszarów badanych w ramach działalności Europejskiego Banku Wodoru. Może ona wspierać współpracę i koordynację w przypadkach, gdy wiedza o wodorze nie jest główną kompetencją ekspertów zaangażowanych w realizację i planowanie.

Aukcje na produkcję wodoru odnawialnego w ramach Funduszu Innowacyjnego

Komisja Europejska przeprowadziła w okresie od 23 listopada 2023 roku do 8 lutego 2024 roku pierwszą pilotażową aukcję dotyczącą produkcji wodoru odnawialnego w ramach Funduszu Innowacyjnego, którego dochody pochodzą z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Pierwsza aukcja przeprowadzona została zgodnie z procedurą przetargu konkurencyjnego pod względem ceny. Jej celem było wsparcie produkcji wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) i przyznanie dotacji producentom wodoru w postaci stałej premii za kilogram wyprodukowanego wodoru odnawialnego. Wsparcie ma również na celu zniwelowanie różnicy w kosztach i zwiększenie stabilności przychodów oraz atrakcyjności finansowej projektów wodorowych.

Zgodnie z opublikowanym regulaminem aukcji pilotażowej z 29 sierpnia 2023 roku oraz dokumentem KE z 6 listopada 2023 roku, zawierającym odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania (FAQ), a także dokumentacją konkursu dostępną na stronie Komisji Europejskiej – finansowanie i przetargi, kluczowe elementy projektów ubiegających się o pozyskanie wsparcia w ramach aukcji pilotażowej były następujące:

- oferty muszą odnosić się do projektów, w których produkcja znajduje się w Europejskim Obszarze Gospodarczym,
- instalacja dotyczy nowych mocy produkcyjnych, tj. takich, dla których w chwili składania wniosku o dofinansowanie nie nastąpiło jeszcze rozpoczęcie prac,
- towarem sprzedawanym na aukcji jest wodór RFNBO, zgodnie z definicjami i wymogami dyrektywy OZE i jej aktów delegowanych,
- minimalna moc zainstalowana elektrolizera wynosi co najmniej 5 MWe,
- cena maksymalna dla ofert (oznaczająca maksymalną wysokość proponowanej premii) wynosi 4,5 euro/kg wyprodukowanego wodoru,
- maksymalne ograniczenie budżetowe dla każdej oferty: jedna trzecia całkowitego dostępnego budżetu określonego dla projektu sprzedawanego na aukcji (tj. jedna trzecia kwoty 800 mln euro lub 266,7 mln euro),
- maksymalny czas przystąpienia do eksploatacji projektu: pięć lat po podpisaniu umowy o udzielenie dotacji.

Wniosek należało złożyć za pośrednictwem portalu UE, a zainteresowani mogli składać ofertę stałą premiovą, wskazującą na proponowaną wysokość wsparcia (premię) wyrażoną jako euro/kg wyprodukowanego wodoru odnawialnego. Oferta powinna zawierać wskazanie planowanej mocy elektrolizera i przewidywanej rocznej wielkości produkcji wodoru RFNBO w kg/rok w 10-letnim okresie produkcji. Po kontrolach w zakresie kwalifi-

kowalności i jakości, oferty zostaną uszeregowane od najniższej do najwyższej, a następnie wsparcie zostanie przyznane stosownie do tej kolejności aż do wyczerpania budżetu aukcji (co oznacza, że wygrywają oferty z najniższą proponowaną wielkością wsparcia). Po zamknięciu możliwości składania wniosków nastąpi ich ocena oraz ułożenie, a informacje o wynikach zostaną przekazane w kwietniu 2024 roku.

Finansowanie będzie przyznawane jako stała premia w euro/kg zweryfikowanego i certyfikowanego wodoru RFNBO, obok przychodów rynkowych, które deweloperzy mogą osiągnąć, i będzie gwarantowana przez okres do dziesięciu lat eksploatacji projektu. Inwestorzy, których projekty okazały się zwycięskie, zawrą – najpóźniej do listopada 2024 roku – umowę o dotację z CINEA (*The European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*), organem wdrażającym program.

W ramach zadań EBW dotyczących organizacji i przeprowadzenia aukcji na wsparcie produkcji wodoru założono utworzenie unijnej platformy aukcyjnej, oferującej aukcje jako usługę dla państw członkowskich, korzystającej zarówno z Funduszu Innowacyjnego, jak i zasobów państw członkowskich. Aby zapobiec fragmentacji rynku wodoru w Europie na wczesnym etapie jego tworzenia oraz ograniczyć koszty administracyjne związane z opracowaniem różnych systemów wsparcia, dotyczących wodoru przez różne państwa członkowskie, KE proponuje możliwość zastosowania mechanizmu *Auctions-as-a-Service*. Ma to umożliwić pomoc projektom, które zostały zgłoszone do aukcji wodorowej, ale jej nie wygrały. Państwa członkowskie wykorzystują zasoby własne do wsparcia realizacji projektów na ich terytorium, przy zastosowaniu unijnego mechanizmu aukcyjnego i unijnej platformy aukcyjnej.

Przeprowadzona przez KE aukcja miała charakter pilotażowy, co ma pomóc w zdobyciu doświadczenia i wykorzystaniu go podczas organizacji kolejnej aukcji, zaplanowanej jeszcze w 2024 roku.

Aukcje z premią ekologiczną dotyczącą importu wodoru odnawialnego z państw trzecich

Równoległe do działań w zakresie wsparcia produkcji odnawialnego wodoru KE prowadzi badania nad optymalnym instrumentem wsparcia importu wodoru odnawialnego na teren UE. Celem jest pokrycie różnicy w kosztach między wodorem odnawialnym produkowanym w państwach trzecich i transportowanym do UE a paliwami kopalnymi, które może on zastąpić na terenie UE.

Komisja analizuje także wykonalność wdrożenia systemu aukcji z premią ekologiczną, o którą mogą ubiegać się dostawcy wodoru odnawialnego z państw trzecich lub unijni odbiorcy zawierający umowy z producentami wodoru odnawialnego z państw trzecich. Funkcjonowanie i struktura instytucjonalna wsparcia dla importu wodoru odnawialnego mogłyby odzwierciedlać system aukcji wspierających produkcję wodoru odnawialnego w UE. Takie symetryczne podejście do systemu wsparcia produkcji krajowej oraz importu zielonego wodoru może bowiem pozwolić na terminową i efektywną kosztowo implementację tego systemu, m.in. dzięki wykorzystaniu istniejących struktur, takich jak CINEA.

Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Aleksandra Walczak, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Systemy sztucznej inteligencji (AI) w procesie zarządzania integralnością mechaniczną urzędów ciśnieniowych

Czy możliwe jest zapewnienie bezpieczeństwa?

Tomasz Klinkosz

Sztuczna inteligencja (AI) to szybko rozwijająca się rodzina technologii, która może przynieść wiele korzyści ekonomicznych i społecznych w całym spektrum branż i działań społecznych. Może poprawić przewidywania, optymalizację operacji i alokację zasobów, a także personalizację świadczenia usług. Wykorzystanie sztucznej inteligencji ma potencjał wspierania społecznych i środowiskowych zmian. Jest też źródłem kluczowej przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw i gospodarki europejskiej.

Jednak te same elementy i techniki, które napędzają korzyści społeczno-ekonomiczne z zastosowania AI, mogą również wiązać się z nowymi zagrożeniami i negatywnymi konsekwencjami dla jednostek i społeczeństwa, czego dowodem są niedawne doniesienia prasowe związane z zastosowaniem innowacyjnego rozwiązania, którym jest ChatGPT, wdrożony przez firmę OpenAI. Włoski rząd wprowadził ograniczenia w dostępie do tej technologii [1].

W świetle tempa zmian technologicznych Unia Europejska jest zdecydowana dążyć do wyważonego podejścia w zakresie AI [1]. W tym celu w kwietniu 2021 roku powstał projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego o ustanowieniu zharmonizowanych przepisów dotyczących sztucznej inteligencji, tzw. ARTIFICIAL INTELLIGENCE ACT.

Tworzony akt prawny ma być stosowany bezpośrednio, czyli w ten sam sposób we wszystkich państwach członkowskich. W tym akcie, w celu zapewnienia bezpieczeństwa AI przyjęto podejście oparte na analizie ryzyka.

Projekt rozporządzenia Unii Europejskiej dotyczy ustanowienia:

- a) zharmonizowanych przepisów dotyczących wprowadzania do obrotu, oddawania do użytku i użytkowania systemów sztucznej inteligencji w Unii Europejskiej,
- b) zakazów niektórych praktyk związanych ze sztuczną inteligencją,
- c) szczególnych wymogów dotyczących systemów sztucznej inteligencji wysokiego ryzyka oraz obowiązków operatorów takich systemów,
- d) zharmonizowanych przepisów dotyczących przejrzystości systemów sztucznej inteligencji przeznaczonych do interakcji z osobami fizycznymi, systemów rozpoznawania emocji i systemów kategoryzacji biometrycznej oraz systemów sztucznej inteligencji wykorzystywanych do generowania treści obrazowych, dźwiękowych lub wideo oraz manipulowania nimi,
- e) przepisów dotyczących monitorowania i nadzoru rynku [2].

Pojęcie sztucznej inteligencji nie jest jednoznaczne i może być różnie interpretowane. W tym celu w projekcie ww. rozporządzenia podjęto próbę zdefiniowania AI jako „systemu sztucznej inteligencji”. Określono, że oznacza on oprogramowanie, które zostało

opracowane z wykorzystaniem jednej lub kilku technik i podejść wymienionych w załączniku I do rozporządzenia i które może, dla danego zestawu celów określonych przez człowieka, generować dane wyjściowe, takie jak treści, prognozy, zalecenia lub decyzje wpływające na środowiska, z którymi wchodzi w interakcję.

Jak widać, w definicji ujęto dość szeroką gamę technologii, w tym technologii stosowanych już obecnie w wielu gałęziach przemysłu. Definicja ta, a szczególnie uwzględnione w niej technologie, obecnie budzi kontrowersje i może ulec modyfikacji

JAKIE TECHNOLOGIE OBJĘTE SĄ DEFINICJĄ SYSTEMU SZTUCZNEJ INTELIGENCJI?

W załączniku pierwszym do projektu rozporządzenia znajdziemy technologie mieszczące się w definicji systemu sztucznej inteligencji:

- a) podejścia oparte na uczeniu maszynowym, w tym uczeniu nadzorowanym, nienadzorowanym i uczeniu wzmacniającym, z wykorzystaniem szerokiej gamy metod obejmujących uczenie głębokie (*Deep Learning*),
- b) podejścia oparte na logice i wiedzy, w tym reprezentacja wiedzy, programowanie indukcyjne (logiczne), bazy wiedzy, mechanizmy wnioskowania i dedukcji, wnioskowanie (symboliczne) i systemy eksperckie,
- c) podejścia statystyczne, estymacja bayesowska, metody wyszukiwania i optymalizacji.

w trakcie dalszych prac nad tym aktem prawnym. Istotne jest jednak uwzględnienie ryzyka, które niesie wdrażanie i stosowanie nowych technologii. Ważne jest wdrożenie odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych, organizacyjnych i prawnych, mających na celu wyeliminowanie lub ograniczenie ryzyka.

Zastosowanie ww. technologii w przemyśle, a zwłaszcza w zakresie mającym wpływ na bezpieczeństwo i ciągłość działania infrastruktury krytycznej, wymaga zwrócenia szczególnej uwagi na zastosowania w elementach związanych z bezpieczeństwem.

Omawiany projekt rozporządzenia UE w części trzeciej zawiera wymagania dla tzw. systemów AI wysokiego ryzyka. Systemy kwalifikuje się do tej kategorii niezależnie od tego, czy są wprowadzane do obrotu czy do użytku.

System sztucznej inteligencji uznaje się za system wysokiego ryzyka, jeżeli spełnione są oba następujące warunki:

- a) system AI ma być stosowany jako element bezpieczeństwa produktu lub sam jest produktem objętym unijnym prawo-

- dawstwem harmonizacyjnym, wymienionym w załączniku II projektu,
- b) produkt, którego elementem zabezpieczającym jest system AI, lub sam system AI jako produkt, musi przejść ocenę zgodności przeprowadzoną przez stronę trzecią w celu wprowadzenia tego produktu do obrotu lub oddania do użytku zgodnie z prawodawstwem harmonizacyjnym, wymienionym w załączniku II projektu.

Wśród aktów prawa zharmonizowanego, wymienionych w załączniku II, znalazły się między innymi dyrektywa 2014/68/UE dotycząca urządzeń ciśnieniowych oraz dyrektywa maszynowa 2006/42/WE.

Systemy AI stanowiące elementy zabezpieczające lub mające wpływ na bezpieczeństwo produktów objętych m.in. wspomnianymi dyrektywami, zgodnie z projektem rozporządzenia dotyczącego AI będą musiały spełniać wymagania określone dla systemów AI wysokiego ryzyka.

Jako systemy AI wysokiego ryzyka uznaje się również systemy AI wymienione w załączniku III projektu rozporządzenia, do których zaliczamy między innymi systemy AI w obszarze zarządzania i eksploatacji infrastruktury krytycznej, przeznaczone do stosowania jako elementy bezpieczeństwa w zarządzaniu ruchem drogowym i prowadzeniu go oraz w dostawie wody, gazu, ogrzewania i energii elektrycznej.

W załączniku III do projektu rozporządzenia wymieniono część obszarów zaliczanych do infrastruktury krytycznej, jednakże lista może zostać rozszerzona, jeżeli systemy sztucznej inteligencji stwarzają zagrożenie dla zdrowia i bezpieczeństwa. Również wtedy, gdy ryzyko niekorzystnego wpływu na prawa podstawowe jest większe, lub równoważne, niż ryzyko stwarzane przez systemy sztucznej inteligencji wysokiego ryzyka, o których mowa w załączniku III projektu rozporządzenia.

Analizując powyższe zapisy, można wnioskować, że wymagania te mogą objąć również instalacje chemiczne, rafineryjne i petrochemiczne, systemy gazowe (szeroko pojęta energetyka) – zaklasyfikowane jako systemy infrastruktury krytycznej.

Komisja Europejska w projekcie rozporządzenia UE określiła główne obszary wymagań dla systemów AI wysokiego ryzyka. Są to:

- zgodność z wymaganiami,
- system zarządzania ryzykiem,
- dane i zarządzanie danymi,
- dokumentacja techniczna,
- utrzymywanie zapisów,
- przejrzystość i dostarczanie informacji użytkownikom,
- nadzór ludzki,
- dokładność, solidność i cyberbezpieczeństwo.

Poza wymaganiami dla procesu oceny zgodności, oznakowania znakiem CE, wymagań dla producentów, importerów czy dystrybutorów, projekt rozporządzenia określa obowiązki i wymagania dla użytkowników systemów AI wysokiego ryzyka.

Wskazane w projekcie rozporządzenia obszary wymagań nie odbiegają od praktyki stosowanej w zarządzaniu bezpieczeństwem instalacji z zastosowaniem metodologii *Risk Based Inspection*, opisaną standardem API RP 580, uzupełnionej wymaganiami zawartymi w warunkach technicznych Urzędu Dozoru Technicznego WUDT-RBI. Ogólne informacje dotyczące tej metodologii można znaleźć w serii artykułów zamieszczonych w biuletynie UDT „Inspektor” [4] oraz w artykule „Dynamiczne

zarządzanie ryzykiem instalacji przemysłowych. Optymalizacja procesu zarządzania ryzykiem z wykorzystaniem narzędzi przemysłu 4.0 [3].

Rozwój technologii, a wraz z nim gromadzenie danych, ich zautomatyzowane analizowanie i wnioskowanie muszą być uwzględnione w procesie analizy i oceny ryzyka. Ryzyka te będą zależały od konkretnego zastosowania.

Jednym z zastosowań, w których technologie te są wdrażane, jest predykcyjne utrzymanie ruchu urządzeń i instalacji technologicznych, w tym dynamiczne przewidywanie uszkodzeń oraz planowanie niezbędnych działań w celu monitorowania ryzyka.

Przykładem takiego systemu może być tzw. cyfrowy bliźniak (*Digital Twin*). Rozwiązanie to jest szeroko stosowane w zarządzaniu niezawodnością i optymalizacji kosztów eksploatacji maszyn, takich jak turbosespoły, wieże wiatrowe, a coraz częściej stosowane jest również dla urządzeń i instalacji ciśnieniowych w wielu gałęziach przemysłu energetycznego. UDT również rozwija swoje kompetencje w zakresie tej technologii, uczestnicząc jako partner merytoryczny w pilotażowym wdrożeniu cyfrowego bliźniaka dla części instalacji procesowej Rafinerii Gdańskiej [4, 5].

Jednym z największych wyzwań aplikacji cyfrowych bliźniaków jest często omawiany problem silosów danych. W branżach związanych z energetyką generowana jest ogromna różnorodność danych, którymi trzeba zarządzać za pomocą kilku różnych narzędzi programowych, baz danych i dokumentów. Wiąże się to z brakiem ustandaryzowanych struktur danych. Konieczna jest poprawa integracji danych w całym cyklu życia instalacji oraz zapewnienie ujednoliconego standardu danych i jednego wiarygodnego ich źródła do wymiany i udostępniania [6]. Wyzwanie to, poza dokładnością zastosowanych modeli predykcyjnych, ma zasadniczy wpływ na wiarygodność uzyskanych danych oraz możliwość ich wykorzystania w procesie podejmowania decyzji.

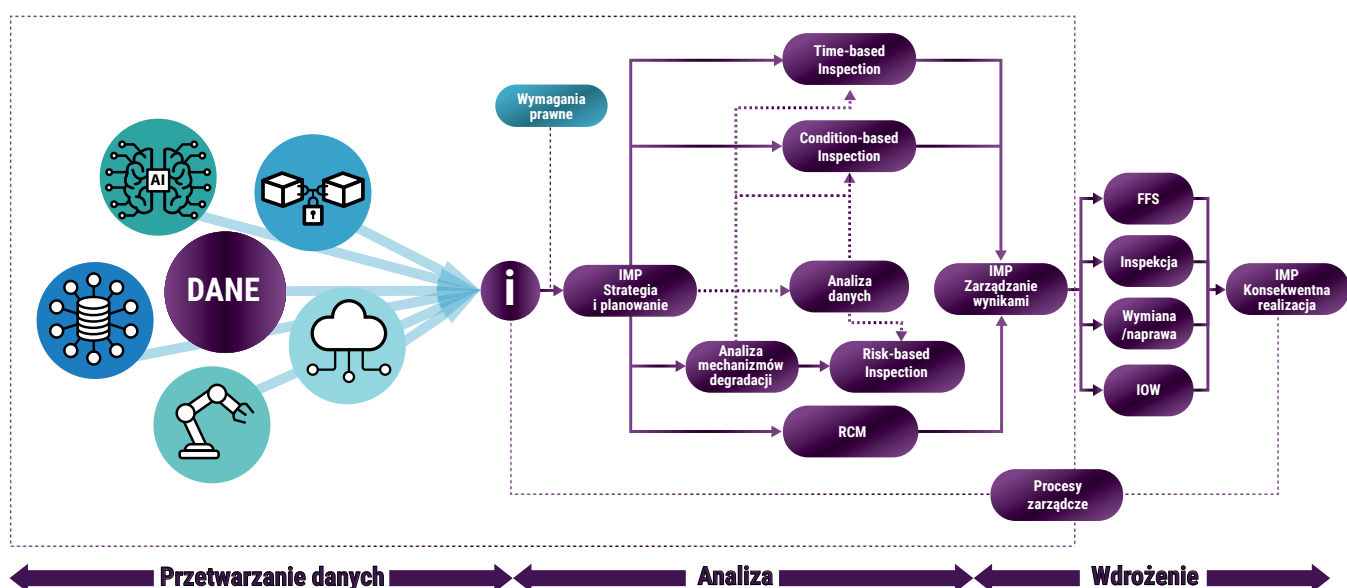
Kluczowe jest dostarczenie właściwych informacji w odpowiednim czasie do odpowiednich adresatów. Na zamieszczonym schemacie przedstawiono przykładową strukturę przepływu danych i informacji w procesie podejmowania decyzji podczas tworzenia i realizacji programu zarządzania integralnością mechaniczną (*Integrity Management Program – IMP*) urządzeń ciśnieniowych w przemyśle rafineryjnym.

Przedstawiony proces stanowi uzupełnienie stosowanej obecnie metodologii RBI przy dążeniu do optymalizacji procesu pozyskiwania danych i generowania informacji. Należy odróżnić dane od informacji.

⇒ Niektóre dane mogą bezpośrednio stanowić nośnik informacji, jak np. rodzaj materiału konstrukcyjnego urządzenia ciśnieniowego czy wymiary geometryczne.

⇒ Inaczej jest w przypadku informacji niezbędnej do wyznaczenia prawdopodobieństwa uszkodzenia urządzenia, którą jest m.in. szybkość korozji, wynikająca z aktywności mechanizmów degradacji oraz jej charakter (tzw. *Corrosion Rate – CR*).

W każdym indywidualnym przypadku wpływ poszczególnych danych może być różny. W procesie RBI dane te są gromadzone, dokumentowane i analizowane przez inżyniera ds. korozji, a następnie informacja weryfikowana jest przez zespół RBI [7]. Proces



W przypadku informacji o wartości prędkości korozji CR, która ma zostać przyjęta do wyliczenia prawdopodobieństwa uszkodzenia, niezbędne jest pozyskanie niekiedy wielu danych, takich jak:

- gatunek materiału konstrukcyjnego,
- rodzaj konstrukcji i jego cechy geometryczne,
- dane o uszkodzeniach i naprawach,
- rodzaj medium procesowego oraz rodzaj i ilość zawartych tzw. zanieczyszczeń, przyczyniających się do aktywności konkretnego mechanizmu degradacji,
- temperatura robocza,
- ciśnienie robocze,
- zakres i efektywność przeprowadzonych inspekcji,
- wyniki przeprowadzonych inspekcji, w tym pomiarów grubości ścianek urządzenia, mapowania korozji, badań wizualnych, ocena dokumentacji fotograficznej uszkodzeń korozyjnych,
- zakres i efektywność przeprowadzonych inspekcji,
- dane o zaburzeniach i odchyleniach procesowych.

Zakres danych, które należy wziąć pod uwagę jest w tym przypadku obszerny.

ten jest jednak czasochłonny i wymaga zaangażowania specjalistów z kilku branż. Jego optymalizacja jest jednym z obszarów, w których np. algorytmy oparte na uczeniu maszynowym mogą stanowić wsparcie w poszukiwaniu korelacji między danymi pozyskiwanymi z systemów monitorowania procesu.

Kluczowe jest ustalenie wiarygodności uzyskanej na podstawie danych informacji o CR. Procesy korozyjne są złożone, zmienne w czasie, a w przypadku procesów rafineryjnych również trudne do monitorowania. Zatem niepewność wynikająca z oszacowania prędkości korozji oraz charakteru spodziewanych uszkodzeń, tzn. czy spodziewamy się ubytków o charakterze np. lokalnym czy ogólnym, zależy od tego, jaka strategia planowania zarządzania integralnością urządzenia zostanie przyjęta.

W przypadku urządzeń objętych dozorem technicznym UDT wymagania dla tego procesu, w tym jego dokumentowania, zawarto w warunkach WUDT-RBI [8]. Gdy proces ten realizowany jest przy wsparciu systemów sztucznej inteligencji, może istnieć również konieczność uwzględnienia wymagań wspomnianego wcześniej projektu rozporządzenia UE.

Czy zatem można zapewnić bezpieczeństwo, stosując rozwiązania oparte na systemach AI? Obecnie nie można udzielić jednoznacznej odpowiedzi, jednak należy dążyć do zapewnienia ich bezpiecznego stosowania. Zależy to od zastosowanej technologii oraz zakresu jej zastosowania. W znacznym stopniu bezpieczeństwo AI zależy również od sposobu jego wykorzystania. Istotne jest, aby w dążeniu do optymalizacji z wykorzystaniem systemów AI zachować szczególną ostrożność i analizować potencjalne ryzyko. Systemy te należy traktować jako wsparcie, a nie zastąpienie doświadczenia i wiedzy inżynierskiej, które szczególnie w początkowym procesie wdrażania odgrywają kluczową rolę. Ważne jest również odpowiednie dokumentowanie wszystkich przyjmowanych założeń dotyczących danych, ich obróbki oraz założeń i „uproszczeń” w stosowanych modelach. Aspekt ten został uwzględniony w projekcie wymagań prawnych UE [1].

Tomasz Klinkosz, ekspert urządzeń ciśnieniowych, Urząd Dozoru Technicznego Oddział w Gdańsku

Literatura:

1. European Commission Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council Laying Down Harmonised Rules on Artificial Intelligence (Artificial Intelligence Act) and Amending Certain Union Legislative Acts, Brussels, 21.4.2021.
2. <https://www.udt.gov.pl/inspektor-on-line>
3. https://www.kierunekbmp.pl/Resources/magazyn/3_2022_chemia_portal.pdf
4. Powstanie cyfrowa wersja gdańskiej rafinerii. Cyfrowy bliźniak infrastruktury <https://biznes.trojmiasto.pl/Powstanie-cyfrowa-wersja-gdanskiej-rafinerii-Cyfrowy-blizniak-infrastruktury-n169178.html>
5. Microsoft stworzył cyfrowego bliźniaka rafinerii LOTOS, <https://www.computerworld.pl/news/Microsoft-stworzy-cyfrowego-blizniaka-rafinerii-LOTOS,440136.html>
6. Libing Gaoorcid, Mengda Jia, Dongqing Liu, Process Digital Twin and Its Application in Petrochemical Industry, Journal of Software Engineering and Applications, Vol.15 No.8, August 2022
7. T. Klinkosz Biuletyn HYPERLINK „https://www.udt.gov.pl/images/IN-SPEKTOR_1_2021_WWW_1.04.2021.pdf” Inspektor 1/2021 *Prognoza zużycia urządzeń ciśnieniowych i planowanie inspekcji urządzeń ciśnieniowych z wykorzystaniem metodologii RBI RISK BASED INSPECTION*
8. Warunki Urzędu Dozoru Technicznego – specyfikacja techniczna (wydanie 11.2022). Planowanie inspekcji urządzeń ciśnieniowych na podstawie analizy ryzyka RBI (*Risk Based Inspection*).

Konferencja Energas 2024 – VIII edycja

Krzysztof Górny

W terminie 24–26 stycznia 2024 roku w Kocierz Hotel & SPA w Targanicach odbyła się kolejna, już ósma edycja Konferencji Techniczno-Naukowej „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej” Energas 2024. W tym roku w wydarzeniu udział wzięło 160 osób z branży gazowniczej.

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



Energas 2024 odbył się pod patronatem Izby Gospodarczej Gazownictwa. Partnerami głównymi konferencji byli PGNiG Grupa ORLEN S.A. oraz Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Wydarzenie wsparły firmy z branży naftowo-gazowniczej: Anticor sp. z o.o., Arma-pol sp. z o.o., Auma Polska sp. z o.o., Broen Poland sp. z o.o., DB Instalacje sp. z o.o., FILTAN Bau- und Anlagentechnik GmbH, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., Gascontrol Group, METKOM KRÓL sp. z o.o., Picarro, Inc. oraz Solar Turbines Inc.

Patronat medialny nad wydarzeniem objęty: CIRE.PL, CNG-LNG.pl, „Przegląd Techniczny – Gazeta Inżynierska” oraz „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.

Podczas konferencji zaprezentowano trzy panele tematyczne. Pierwszy związany był z kierunkami rozwoju rynku gazowego w Polsce.

Tematyka referatów w panelu dotyczyła dekarbonizacji, doświadczeń w zakresie użytkowania polietylenowej sieci gazowej, potencjalnych obszarów do stosowania przepływomierzy Coriolisa, problematyki detekcji wycieków gazu na stacjach regazyfikacji gazu skroplonego LNG, rozwoju stacji regazyfikacji LNG, magazynowania energii w bateriach Carnota oraz technologii *Power to Methane* – biometanizacja.

Drugi panel tematyczny został poświęcony nowoczesnym technologiom w gazownictwie. Przedstawiono referaty związane z możliwościami identyfikacji defektów infrastruktury gazowej z zastosowaniem zjawiska emisji akustycznej, budową modułowych instalacji sprężania gazu na tłoczniach gazu oraz omówiono proces zarządzania stanem technicznym kompresorów, digitalizacją działalności poszukiwawczo-wydobywczej gazu ziemnego,

mobilnymi układami monitorującymi wycieki gazu ziemnego, armaturą na instalacjach do przesyłania gazu ziemnego z domieszką wodoru, kontrolą przepływu w wymiarze bezpieczeństwa funkcjonalnego, kompleksowymi dostawami systemów rurociągowych, urządzeniami do oczyszczania gazu ziemnego z cząstek stałych, ochroną powierzchni stalowych w warunkach wysokiego zawilgocenia oraz usuwaniem ulotów na sieciach gazowych średniego ciśnienia.

Trzeci panel tematyczny dotyczył innowacji w gazownictwie. Omówiono innowacyjną technologię wielopaliwową do zasilania silników gazowych, przedstawiono przykłady modelowania złożonych stanów naprężeń w gazociągach przesyłowych oraz określono sposoby szacowania niepewności rozliczeniowych układów pomiarowych.

Dziękujemy wszystkim partnerom i gościom konferencji za okazane zaufanie, ogromne wsparcie oraz czynne uczestnictwo w sesjach panelowych. Szczególne podziękowania kierujemy do Izby Gospodarczej Gazownictwa, która objęła wydarzenie patronatem honorowym, a także partnerom głównym: PGNiG Oddział Centralny w Warszawie ORLEN S.A., Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. oraz partnerowi PGNiG Obrót Detaliczny.

Mamy nadzieję, że IX edycja konferencji ENER GAS tak jak poprzednio skupi szacowne grono przedstawicieli firm strategicznych, wykonawczych i projektowych oraz świata nauki. Już dziś zapraszamy na kolejną edycję, która odbędzie się 29–31 stycznia 2025 roku w Kocierz Hotel & SPA w Targanicach.

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

Krzysztof Górny, Gascontrol Polska sp. z o.o.



dokończenie ze str. 7

domił o tym Brukselę z wyprzedzeniem. Wcześniej Joe Biden, prezydent USA, zapowiedział, że Stany Zjednoczone zawieszają proces zatwierdzania nowych kontraktów na eksport LNG za granicę ze względu na sytuację związaną ze zmianami klimatycznymi.

Amerykańska decyzja przewiduje jednak wyjątki związane z bezpieczeństwem narodowym. Przerwa będzie miała wpływ na niezatwierdzone jeszcze zezwolenia na eksport energii, natomiast zatwierdzone projekty eksportowe będą nadal realizowane. Komisja Europejska zapewnia, że UE jest całkowicie bezpieczna. Ta przerwa nie będzie miała żadnych krótko- ani średnioterminowych konsekwencji dla bezpieczeństwa dostaw do Unii Europejskiej – zapewniają władze UE.

- **22 stycznia br.** GAZ-SYSTEM poinformował, że w 2023 roku przesłał 19,2 miliarda metrów sześciennych gazu. Rok wcześniej było to 18,94 miliarda metrów sześciennych. Na koniec 2023 roku długość sieci przesyłowej LNG w Polsce wyniosła 12 121 kilometrów – wzrosła o 329 kilometrów. Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wzrosła do 3,33 miliarda metrów sześciennych, z 3,2 miliarda metrów sześciennych w 2022 roku.

- **22 stycznia br.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) przedłużył koncesję GAZ-SYSTEM na przesyłanie paliw gazowych na terenie Polski do 6 grudnia 2068 roku.

- **20 stycznia br.** Naukowcy z Politechniki Gdańskiej opracowali nową metodę otrzymywania eteru dimetylowego z małych

złóż węglowodorowych. Gaz ten może być alternatywą dla LPG sprowadzanego z Rosji. Jego właściwości fizyczne są podobne do propanu-butanu, może więc być zamiennikiem oleju napędowego, LPG i LNG. Eter dimetylowy może pochodzić z gazu ziemnego, węgla lub biomasy. Jest traktowany jak paliwo zielone, które może wesprzeć transformację energetyczną. – *Opracowana przez nas metoda zapewnia większą opłacalność ekonomiczną i energetyczną w procesie tworzenia eteru. Dzięki badaniom w demonstratorze udowodniliśmy ostateczną koncepcję technologii, która nadaje się już do bezpośredniego wdrożenia* – podkreślił doktor inżynier Andrzej Rogala, kierownik projektu.

- **17 stycznia br.** PGNiG Upstream Norway z Grupy Orlen uzyskało udziały w 12 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Łącznie spółka w swoim portfolio będzie miała 104 udziały.

- **16 stycznia br.** GAZ-SYSTEM poinformował o wykonaniu odwiertów geotechnicznych w Gdańsku. Jest to część prac projektowych w ramach powstawania nowego terminalu FSRU w Gdańsku. Jest to element przeprowadzania analizy podłoża, która pozwoli zaprojektować szyb startowy i przebieg gazociągu podmorskiego. Inwestycja traktowana jest jak projekt o znaczeniu wspólnotowym i powstaje przy wsparciu finansowym Komisji Europejskiej.

- **8 stycznia br.** GAZ-SYSTEM podpisał umowy na budowę gazociągów na odcinkach Racibórz–Rybnik o długości 38,7 km oraz Kędzierzyn-Koźle–Racibórz o długości 37 km. Spółka podaje, że wraz z gazociągiem przyłączeniowym utworzą one 80-kilometrowy odcinek sieci przesyłowej, który zasili budowany blok gazowo-parowy w Rybniku. Przekazanie gazociągów do eksploatacji ma nastąpić w drugim kwartale 2026 roku.

- **3 stycznia br.** Wodór jest paliwem, które może odegrać kluczową rolę w procesie dekarbonizacji przemysłu, energetyki, ciepłownictwa i transportu. Według najnowszych prognoz, do 2050 roku zapotrzebowanie na wodór niskoemisyjny wzrośnie do 400 milionów ton – wynika z szacunków Polskiego Instytutu Ekonomicznego. W 2022 roku zapotrzebowanie na ten surowiec wyniosło 95 milionów ton, w tym tylko milion ton był wodorem pochodzącym ze źródeł niskoemisyjnych. Na tym tle Polska jest jednym z liderów w wytwarzaniu wodoru. Roczna produkcja tego surowca z paliw kopalnych w 2022 roku wyniosła 1,3 miliona ton. Według instytutu, w perspektywie 2030 roku to jednak zielony lub niskoemisyjny wodór będzie stanowił istotny element transformacji energetycznej. Największe zapotrzebowanie w 2050 roku będzie występować w sektorze lotniczym i morskim (116 Mt), produkcji energii elektrycznej (75 Mt) i chemicznym (70 Mt).

- **3 stycznia br.** Europejscy operatorzy systemów przesyłowych gazu: Gasgrid Finland (Finlandia), Elering (Estonia), Conexus Baltic Grid (Łotwa), Amber Grid (Litwa), GAZ-SYSTEM (Polska) i ONTRAS (Niemcy), zaangażowani w międzynarodowy projekt dotyczący budowy Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego, podpisali umowę na opracowanie wstępnego studium wykonalności dla tego korytarza. Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy zakłada połączenie Finlandii, krajów bałtyckich, Polski i Niemiec za pomocą wodociągów, pozwalających na dostawy wodoru z miejsc produkcji w regionie do 2030 roku.



Konferencja IGG

WODÓR W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

4–5.04.2024

Falenty Biznes i Wypoczynek Citi Hotel's,
al. Hrabaska 4B, 05-090 Raszyn-Falenty

CZWARTEK, 4.04.2024

- ◆ Wymagania unijne i regulacje krajowe dla gazów odnawialnych
- ◆ Wodór a transformacja energetyczna
- ◆ Elektrolizery – rodzaje i zastosowanie
- ◆ Badania, certyfikacja i wzorcowanie technologii wodorowych
- ◆ Elektrolizery firmy Xintc, część I: standaryzacja systemów, rozwiązania techniczne, możliwości i zalety

PIĄTEK, 5.04.2024

- ◆ Elektrolizery firmy Xintc, część II: konserwacja i obsługa, koszty wdrożenia i utrzymania, czas dostawy
- ◆ Projekty wodorowe wdrażane w branżę
- ◆ Możliwości finansowania projektów dla wodoru

Udział w konferencji umożliwi wymianę wiedzy, pozyskanie informacji o najnowszych rozwiązaniach technicznych i organizacyjnych oraz *know-how* w zakresie związanym z paliwem, jakim jest wodór, w transformacji energetycznej.

Izba dostrzega potencjał i przyszłą rolę gazów nisko- i zeroemisyjnych, dlatego czynnie wspiera rozwój technologii wodorowych.

Sesje tematyczne prowadzone będą przez cenionych ekspertów branży energetycznej i gazowniczej oraz przedstawicieli biznesu, urzędów centralnych i świata nauki.

ZAPRASZAMY

Rekordowa liczba dostaw LNG do Polski w 2023



łącznie **4,66** mln ton