

Rola gazownictwa w transformacji energetycznej w Polsce

The role of gas networks in energy transition in Poland

Maciej Chaczykowski^{*)}

Słowa kluczowe: *Gaz ze źródeł odnawialnych, Zielony gaz, Dekarbonizacja przemysłu, Energetyka gazowa, Gazowe źródła ciepła, Sekwestracja CO₂*

Streszczenie

Niniejszy artykuł dotyczy roli, jaką gazownictwo może odegrać w procesie transformacji energetycznej oraz sposobu, w jaki może wspierać dekarbonizację gospodarki. Wskazano bariery o decydującym znaczeniu w realizacji tych celów, od finansowych i infrastrukturalnych, po geopolityczne. Podjęto próbę krytycznego przeglądu wybranych opracowań dotyczących zastosowania gazów ze źródeł odnawialnych do obniżenia śladu węglowego procesów przemysłowych. Jednocześnie przedstawiono obiecujące obszary dla przyszłych badań naukowych.

Keywords: *Renewable gas, Green gas, Industrial decarbonization, Natural gas power generation, Natural gas heating, CO₂ sequestration*

Abstract

This article addresses the role that gas industry might play in energy transition and how it can support the industrial decarbonization. Sources of critical barriers to achieving these goals, ranging from financial and infrastructural to geopolitical, are identified. An attempt is made to critically review selected studies on reducing carbon footprint of industrial processes through renewable gases. At the same time, promising areas for future research are identified.

1. Wstęp

Gaz ziemny jest istotnym surowcem energetycznym w wielu działach gospodarki, przede wszystkim w przemyśle, gospodarce komunalnej i transporcie. Odgrywa ważną rolę w wielu gałęziach przemysłu, nie tylko paliwowo – energetycznego, ale również chemicznego, metalurgicznego, mineralnego i spożywczego. Jest wygodnym do stosowania paliwem do produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także kluczowym surowcem w wielu procesach przemysłowych. Procesy przemysłowe oparte na gazie ziemnym mają zazwyczaj niższe koszty kapitałowe, koszty operacyjne i mniejsze zapotrzebowanie na energię pierwotną w porównaniu z procesami opartymi na technologiach węglowych. Te cechy sprawiają, że gaz ziemny jest preferowany do zastosowań przemysłowych w porównaniu z innymi paliwami kopalnymi. Jednak przyszłość gazu ziemnego pozostaje niepewna, zwłaszcza jeśli przemysł planuje osiągnąć zerowy poziom emisji netto dwutlenku węgla do połowy wieku.

2. Niskoemisyjne zamienniki gazu ziemnego

Globalne dążenie do niskoemisyjnego i zrównoważonego systemu zaopatrzenia w energię doprowadziło do intensyfikacji badań i rozwoju niskoemisyjnych alternatyw dla paliwa kopalnego jakim jest gaz ziemny aktualnie transportowany w sieciach gazowych.

Do głównych niskoemisyjnych substytutów gazu ziemnego można zaliczyć [23]:

- biogaz z procesów fermentacji beztlenowej,
- bio-syntetyczny gaz ziemny (Bio-SNG) pozyskiwany w procesie termochemicznego zgazowania biomasy, w celu wytworzenia syntetycznego gazu ziemnego,
- wodór pochodzący ze źródeł niskoemisyjnych.

2.1. Biogaz

Biogaz jest mieszaniną gazów powstających w wyniku rozkładu materii organicznej w atmosferze beztlenowej. Biogaz można wytwarzać z surowców takich jak: odpady rolne (zwierzęce lub roślinne), odpady komunalne, materiał roślinny (biomasa), ścieki lub odpady spożywcze. Biogazownie są traktowane jako źródła gazu o niskiej emisji dwutlenku węgla, ponieważ ich produkcja i wykorzystanie stanowi zamknięty obieg węgla.

Produkcja biogazu jest sprawdzoną technologią i szeroko stosowaną na świecie od dziesięcioleci w przetwarzaniu osadów ściekowych i odpadów rolniczych. Jest on produkowany w biochemicznym procesie fermentacji beztlenowej, w którym naturalnie występujące mikroorganizmy (metanogeny) trawią materię organiczną i wytwarzają biogaz oraz bogatą w składniki odżywcze masę pofermentacyjną, która jest wykorzystywana jako nawóz.

Skład biogazu zmienia się w zależności od materiału wsadowego (substratu) oraz warunków panujących w komorze fermentacji beztlenowej. Zazwyczaj biogaz składa się z metanu (50-75% obj.), dwutlenku węgla (25-50% obj.), azotu (0-10% obj.), wodoru (0-1% obj.), siarkowodoru (0,1-0,5% obj.) i tlenu (0-0,5% obj.). Wartość opałowa biogazu wynosi od 17 do 25 MJ/m³ w porównaniu do około 38 MJ/m³ dla gazu ziemnego. Biogaz może być wykorzystywany do ogrzewania lub jako paliwo w silnikach spalinowych, do produkcji energii elektrycznej i ciepła.

W wielu krajach europejskich biogaz jest uszlachetniany, aby dorównywał jakością (mierzonej kalorycznością i brakiem zanieczyszczeń) gazowi ziemnemu, w celu zatłoczenia go do sieci gazowej. Na początku usuwane są szkodliwe gazy, takie jak siarkowodor, następnie usuwany jest dwutlenek węgla oraz inne pierwiastki i związki śladowe, np. chlor, fluor, amoniak, lotne związki krzemu (siloksany).

^{*)} Maciej Chaczykowski – dr hab.inż, prof. uczelni, Politechnika Warszawska, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska, ul. Nowowiejska 20, 00-653 Warszawa

Najczęściej stosowane metody oczyszczania biogazu to fizyczna absorpcja gazów w płuczkach oraz separacja membranowa. W przypadku płuczki aminowej dwutlenek węgla i inne zanieczyszczenia śladowe (siarkowodór) są usuwane w kolumnie płuczkowej, w której biogaz i płuczka aminowa płyną w przeciwnym kierunku. Proces przebiega przy niskim ciśnieniu, w związku z tym konieczne jest odpowiednie podniesienie ciśnienia biometanu przed wprowadzeniem go do sieci gazowej. Technologie membranowe wykorzystują membrany do separacji dwutlenku węgla od metanu w oparciu o różną wielkość cząsteczek tych gazów. Ten proces oczyszczania może dostarczyć prawie czysty metan (99% obj.) o ciśnieniu 8-12 bar, ale biogaz musi być bardzo dobrze osuszony i oczyszczony ze związków siarki. Ostatnim etapem produkcji biometanu może być jego kondycjonowanie, aby odpowiadał on kryteriom jakości gazu (np. wartość opałowa, liczba Wobbego itp.), obowiązującym w danym kraju. W Wielkiej Brytanii, Niemczech i innych krajach europejskich zatłaczanie biometanu do sieci gazowej jest objęte programami wsparcia, polegającymi na dofinansowaniu w formie dotacji do kosztów kwalifikowanych.

2.2. Bio-syntetyczny gaz ziemny (Bio-SNG)

Bio-syntetyczny gaz ziemny (Bio-SNG) jest wytwarzany w procesie zgazowania biomasy, np. pozostałości pożytkowych lub roślin energetycznych. Zgazowanie biomasy jest procesem termiczno-chemicznym, który przekształca materiał organiczny w palne gazy, poprzez ogrzewanie w atmosferze beztlenowej lub przy ograniczonej ilości tlenu/powietrza.

W procesie produkcji Bio-SNG poprzez zgazowanie można wyróżnić kilka etapów [23]:

Ogrzewanie i suszenie biomasy

W celu wytworzenia suchej materii organicznej, przy jednoczesnej produkcji pary wodnej. Para jest wykorzystywana w kolejnych reakcjach chemicznych, zwłaszcza w reakcji woda-gaz.

Piroliza

Proces zachodzi w temperaturze około 200-300 °C, gdzie z biomasy uwalniają się lotne gazy, tworząc biowęgiel (karbonizat) i oleje. Proces ten zależy od właściwości biomasy, będącej surowcem, które determinują skład mieszaniny gazów oraz udziały bio-oleju i karbonizatu. Mieszanina gazów składa się głównie z wodoru, tlenu węgla, a często także dwutlenku węgla i metanu. Piroliza może przekształcić 65-90% (w) biomasy w gaz.

Chłodzenie i oczyszczanie gazów

Mieszanina gazów z procesu pirolizy jest chłodzona, aby zanieczyszczenia i oleje mogły być usunięte poprzez obróbkę termiczną lub fizyczną.

Zgazowanie

Lotne gazy i karbonizat reagują z tlenem i parą wodną, wytwarzając dodatkowo syngaz (tlenek węgla, wodór) i metan.

Reakcja konwersji tlenu węgla parą wodną

Poziom wodoru w mieszaninie gazów jest zwiększany w reaktorze katalitycznym poprzez reakcję tlenu węgla z parą wodną.

Metanizacja

Proces zachodzi w reaktorach katalitycznych i przekształca wodór, tlenek węgla i dwutlenek węgla z reakcji konwersji tlenu węgla parą wodną w metan.

Rafinacja

Gaz na tym etapie zawiera metan, dwutlenek węgla, niewielkie ilości nieprzereagowanego wodoru i elementarny azot. Etap rafinacji rozdziela te gazy na metan i produkt uboczny w postaci dwutlenku węgla.

Technologia zgazowania biomasy jest nadal przedmiotem prac badawczo-rozwojowych z dużą liczbą działających instalacji demonstracyjnych i pewną grupą producentów, oferujących urządzenia na rynku. Do podtrzymania reakcji chemicznych w procesie zgazowania wymagana jest znaczna ilość ciepła. Bio-SNG jest bardzo obiecującym substytutem gazu ziemnego, ze względu na możliwość wykorzystania szerokiego zakresu surowców, w tym odpadów organicznych z gospodarstw domowych, osadów ściekowych i pozwala na konwersję do 50% (w) biomasy, co odpowiada konwersji powyżej 60% energii chemicznej zawartej w surowcu na energię zawartą w produkowanym gazie.

2.3. Wodór

Wodór jest paliwem o wysokiej gęstości energetycznej, wykorzystywanym w energochłonnych procesach, takich jak spawanie i produkcja stali. Wodór jest paliwem o zerowej emisji węgla i nie uwalnia żadnych szkodliwych produktów ubocznych podczas spalania. Jest on uważany za jedno z najczystszych paliw, które można wykorzystać w niskoemisyjnym systemie energetycznym i znajduje zastosowanie w całym sektorze energetycznym, w tym w transporcie (np. pojazdy napędzane wodorem) oraz w produkcji energii elektrycznej i ciepła (np. układy kogeneracyjne z ogniwami paliwowymi). Spalanie wodoru jest egzotermiczną reakcją utleniania, w której uwalniane jest ciepło, a jedynym produktem jest woda. Wodór może być również utleniany z pominięciem procesu spalania, w drodze reakcji elektrochemicznej w ogniwie paliwowym. Rozwiązanie to charakteryzuje się wyższą sprawnością energetyczną wytwarzania energii elektrycznej, w porównaniu do wytwarzania z wykorzystaniem silników cieplnych zasilanych wodorem.

Istnieje wiele metod produkcji wodoru, z których metoda bazująca na wykorzystaniu gazu ziemnego jest obecnie najpowszechniejsza i najtańsza. Najbardziej popularne z nich to [23]:

- **Reforming parowy metanu:** jest najbardziej opłacalną metodą wielkoskalowej produkcji wodoru. Proces ten wymaga podgrzania gazu ziemnego do temperatury 700-1100°C w obecności pary wodnej i katalizatora niklowego. W ten sposób powoduje się rozpad cząsteczki metanu na tlenek węgla i wodór. Tlenek węgla poddawany jest reakcji konwersji parą wodną, w celu uzyskania dodatkowych ilości wodoru. W procesie reformingu parowego powstaje zatem tlenek węgla i dwutlenek węgla jako produkty uboczne. Aktualnym nurtem badań jest integracja reformingu parowego z geologiczną sekwestracją CO₂ i/lub wspomaganie wydobycia węglowodorów (ropy naftowej lub gazu).
- **Elektroliza:** energia elektryczna służy do rozpadu cząsteczki wody na wodór i tlen w elektrolizerze. Obserwujemy obecnie duże zainteresowanie elektrolizą wody przy użyciu energii elektrycznej, pochodzącej ze źródeł odnawialnych (energia wiatru i słońca).
- **Zgazowanie węgla/biomasy:** W wyniku zgazowania zarówno węgla, jak i biomasy, powstaje mieszanina gazów zawierająca głównie wodór i tlenek węgla (syngaz). Ta mieszanina gazów jest następnie poddawana reakcji konwersji tlenu węgla parą wodną, w której tlenek węgla reaguje z parą wodną w celu zwiększenia ilości produkowanego wodoru. Podobnie jak w przypadku reformingu parowego gazu ziemnego, w tej metodzie powstają tlenek i dwutlenek węgla jako produkty uboczne. Mieszaniny metanu z wodorem są znane z początkowych etapów rozwoju gazownictwa, opartego na zgazowaniu węgla w gazowniach miejskich. Wytwarzany wówczas w wyniku termicznej obróbki węgla gaz koksowniczy zawierał ponad 50% (obj.) wodoru. Obecnie koncepcja zatłaczania wodoru do sieci gazowych, w połączeniu z transportem mieszanin wysokometanowego gazu ziemnego z wodorem, ponownie pojawia się jako niskoemisyjna alternatywa na potrzeby zastąpienia gazu ziemnego w sieciach gazowych i w konsekwencji dekarbonizacji sektora gazowniczego.

Rozważa się kilka metod zastąpienia gazu ziemnego wodorem [23]:

- Konwersja istniejących sieci gazowych w sieci transportujące 100% wodoru
- Zatlaczanie wodoru do sieci gazowych i transport mieszaniny gaz ziemny – wodór o różnych udziałach składników w sieci gazowej
- Konwersja wodoru do metanu przed wprowadzeniem go do sieci gazowej.

Koncepcja sieci transportującej czysty wodór została zaproponowana w wielu pracach studialnych, opowiadających się za systemami energetycznymi wykorzystującymi wodór jako główny nośnik energii w transporcie, elektroenergetyce i ciepłownictwie. Obecnie funkcjonuje na świecie około 4500 km sieci rurociągowego transportu wodoru, z czego 1600 km rurociągów zlokalizowanych jest w Europie. Dla zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na wodór, w ramach rozwijającej się gospodarki wodorowej, wymagana jest budowa gęstej sieci rurociągów łączących różne kraje, dostosowanych do transportu wodoru i o odpowiednio większych przepustowościach. Prognozy wskazują, że do 2030 r. długość początkowej sieci wodorowej w Europie osiągnie 28 000 km, łącząc doliny wodorowe, regiony produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych oraz ważne klastry przemysłowe.

Z danych literaturowych wynika, że na potrzeby wysokociśnieniowego, rurociągowego transportu wodoru na dużą skalę, materiały rurociągów muszą mieć szczególnie pożądane właściwości fizyczne, takie jak: odpowiednia wytrzymałość na rozciąganie, twardość, ciągliwość i spawalność, z jednoczesnym zapewnieniem efektywności ekonomicznej w odniesieniu do przyjętych rozwiązań materiałowych. Najbardziej odpowiednimi materiałami, spełniającymi te wymagania, są wysokowytrzymałe stale niskostopowe, składające się z żelaza, węgla, manganu oraz niewielkich ilości innych pierwiastków stopowych, takich jak molibden, wanad i tytan. Zastosowanie stali o wysokiej wytrzymałości przynosi korzyści ekonomiczne w postaci wyższych ciśnień roboczych i/lub oszczędności materiałowych z powodu cieńszych ścianek. Niemniej jednak stale o wysokiej wytrzymałości są bardziej podatne na uszkodzenia materiału spowodowane kruchością wodorową, która ogranicza gatunki stali możliwe do stosowania na potrzeby budowy gazociągów transportujących wodór. Kruchość wodorowa powoduje degradację metalu w wyniku adsorpcji, dysocjacji i dyfuzji wodoru, przy czym dotychczas żadne modele fizyczne nie były w stanie w pełni opisać wszystkich obserwowanych zjawisk odwracalnej i nieodwracalnej kruchości wodorowej. Standard [2] klasyfikuje stale z minimalną granicą plastyczności w zakresie 200–580 MPa jako niewrażliwe na kruchość wodorową. Jest to zbieżne z wytycznymi podanymi w normie [1] i doświadczeniem zgromadzonym na aktualnie eksploatowanych rurociągach transportujących wodór, dla których stale X42, X52, X60 (zgodnie ze specyfikacją API 5L) są regularnie stosowane.

Poza właściwym doborem stali i odpowiednim wymiarowaniem, trwałość stalowych rur przewodowych do transportu wodoru można dodatkowo zwiększyć stosując wewnętrzne warstwy ochronne. Wewnętrznymi materiałami powłokowymi, które zapewniają niską przepuszczalność wodoru, są np. aluminium i cynk. Dzięki połączeniu trwałości aluminium i ochronnych właściwości cynku, otrzymujemy powłoki o mniejszej gęstości masy oraz wyższej odporności na temperaturę i korozję niż przy zwykłej stali.

W ramach kilku projektów opracowano studia wykonalności, dotyczące przekształcenia istniejących sieci gazowych w sieci transportujące czysty wodór. Pionierskim projektem w tym obszarze jest projekt *H21 Leeds City Gate* w Wielkiej Brytanii [10]. Projekt zakłada przekształcenie istniejącej sieci gazowej w sieć wodorową, zasilanej z niskoemisyjnego wodoru, otrzymywanego w procesie reformingu parowego w połączeniu z wychwytem i podziemnym składowaniem CO₂ na Morzu Północnym (rys. 1). Przykładami innych projektów w zakresie sieci przesyłowych wodoru są projekty operatora gazociągów przesyłowych Gasunie z Holandii [11] i stowarzyszenia



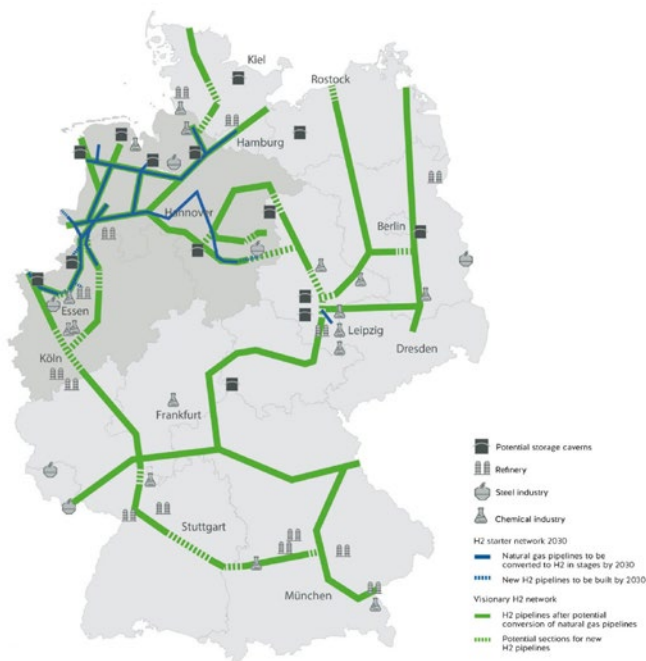
Rys. 1. Infrastruktura projektu H21 Leeds City Gate w Wielkiej Brytanii

dwunastu operatorów sieci przesyłowych FNB Gas z Niemiec [12]. Projekt Gasunie zakłada połączenie siecią wodorową pięciu klastrów przemysłowych i instalacji do podziemnego składowania wodoru (rys. 2). Transport wodoru będzie się odbywał głównie za pomocą istniejącej infrastruktury gazowniczej (85% udział), a częściowo za pomocą nowej infrastruktury, która jest obecnie planowana. Projekt FNB Gas obejmuje koncepcję międzyregionalnej sieci transportu wodoru na terenie Niemiec, przy założeniu prognozowanego zapotrzebowania na usługi przesyłowe wodoru odpowiednio dla 2030 i 2050 roku. Do 2030 r. zakłada się, że transport wodoru rurociągami będzie wynikał głównie z zapotrzebowania na wodór w przemyśle metalurgicznym, chemicznym i rafineryjnym, przy czym długość planowanej sieci będzie wynosiła ok. 5100 km, z czego ok. 3700 km linii będzie bazowało na przebudowanych gazociągach (rys. 3). Oprócz ww. projektów o charakterze lokalnym lub regionalnym, w ramach inicjatywy 31 operatorów gazociągów przesyłowych z Europy pod nazwą European Hydrogen Backbone (EHB) prezentowana jest koncepcja budowy sieci rurociągowego transportu wodoru o charakterze paneuropejskim [26]. Wspomniane powyżej projekty, z wyjątkiem projektu *H21 Leeds City Gate*, są jeszcze na bardzo wczesnym etapie prac koncepcyjnych i należy założyć, że w niedległej przyszłości powstanie sieci wodorowych jest mało prawdopodobne, przede wszystkim z następujących powodów [23]:

- Wodór jest drogim paliwem, ze względu na wysokie koszty jego produkcji. Nadmiar energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (np. siłowni wiatrowych, farm fotowoltaicznych) nie pozwoli na wyprodukowanie ilości gazu, pozwalającej na pokrycie obecnego zapotrzebowania na gaz ziemny.



Rys. 2. Infrastruktura projektu Gasunie w Holandii



Rys. 3. Koncepcja międzyregionalnej sieci transportu wodoru na terenie Niemiec. Źródło: FNB Gas [5].

Fig. 3. Concept of an interregional hydrogen transportation network within Germany. Source: FNB Gas [5].

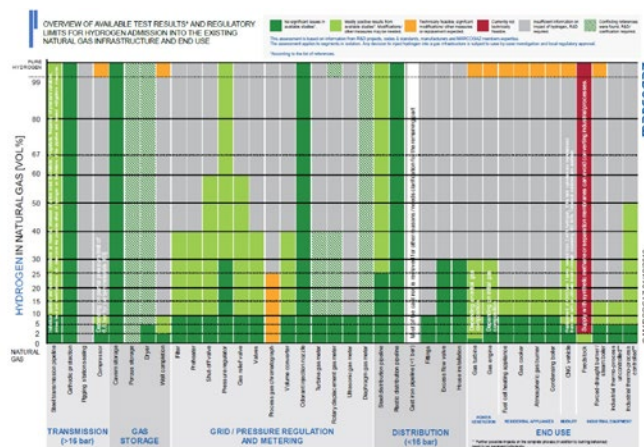
- Rurociągi przesyłowe gazu są wykonane ze stali, która pod wpływem działania na nią wodoru ma obniżone właściwości plastyczne i wytrzymałościowe (kruchość wodorowa metali).
- Obecne odbiorniki gazowe nie są przystosowane do spalania wodoru; dlatego wymagana byłaby przebudowa lub adaptacja urządzeń gazowych.
- W odniesieniu do transportu i spalania wodoru należy wziąć pod uwagę obawy dotyczące bezpieczeństwa i pozyskać akceptację społeczną dla inwestycji w technologie wodorowe.

W celu zmniejszenia śladu węglowego związanego z użytkowaniem gazu ziemnego w etapie przejściowym proponuje się mieszanie niewielkich ilości wodoru z gazem ziemnym (zwykle do 20% obj.). Przemysł gazowniczy prowadzi prace badawczo-rozwojowe w celu określenia udziału wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym, który nie stanowiłby problemu z punktu widzenia bezpieczeństwa użytkowników gazu, jednocześnie nie wymagałby znaczących i kosztownych zmian w aktualnie eksploatowanych odbiornikach gazu.

Obszerny przegląd prac badawczych aktualnie prowadzonych w obszarze zatłaczania wodoru do sieci gazowych przedstawiono w niedawno opublikowanym artykule [4]. W pracy [24] zidentyfikowano ponad 130 realizowanych projektów demonstracyjnych, w których prowadzony był pilotaż różnych systemów produkcji i zatłaczania wodoru w sieci gazowej.

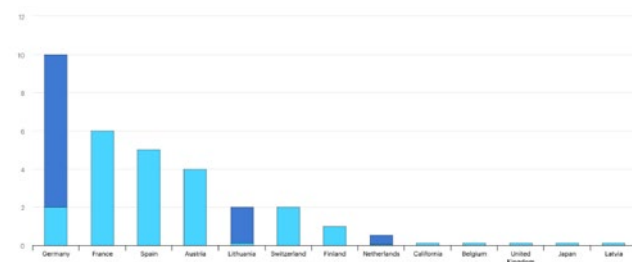
Wrażliwość elementów systemu gazowniczego na podwyższone stężenie wodoru była badana w sposób kompleksowy w pracy [18], w której zidentyfikowano pięć obszarów funkcjonalnych: przesył gazu, magazynowanie gazu, pomiar i regulację ciśnienia/przepływu gazu, dystrybucję gazu oraz użytkowanie gazu, obejmujących odpowiednio 38 podstawowych procesów biznesowych (rys. 4).

Dopuszczalny udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym zatłaczanej do sieci gazowej jest uzależniony przede wszystkim od typu urządzeń gazowych podłączonych do sieci i jest określany przez przepisy przyjęte w poszczególnych krajach [13]. Na rys. 5. przedstawiono ilustrację dopuszczalnych udziałów wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w wybranych krajach europejskich oraz w Japonii i USA (stan Kalifornia).



Rys. 4 Ograniczenia na udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w elementach istniejącej infrastruktury gazowej. Źródło: Marcogaz [18].

Fig. 4. Limits for hydrogen admission into the existing gas infrastructure. Source: Marcogaz [18].



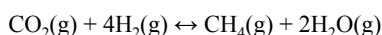
Rys. 5. Dopuszczalne stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym transportowanym siecią gazową (% obj.). Źródło: IEA (2020) [13]. Wariantowe wartości dopuszczalnego stężenia odzwierciedlają następujące ograniczenia: w Niemczech, jeśli do sieci nie są podłączone stacje tankowania sprężonego gazu ziemnego; na Litwie, gdy ciśnienie w rurociągu jest większe niż 16 bar; w Holandii, dla gazu ziemnego wysokometanowego.

Fig. 5. Limits on hydrogen blending in natural gas networks (% hydrogen volume). Source: IEA (2020) [13]. The conditional limits shown reflect the following parameters: in Germany if there are no compressed natural gas filling stations connected to the network; in Lithuania when pipeline pressure is greater than 16 bar; in the Netherlands for high-calorific gas.

Efektem ubocznym zatłaczania wodoru do sieci gazowych jest mniejsza kaloryczność transportowanej mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, w porównaniu z kalorycznością wysokometanowego gazu ziemnego. W rezultacie, na potrzeby transportu gazu ziemnego z wodorem, konieczne jest odpowiednie wymiarowanie rurociągów i maszyn przepływowych, w szczególności dobór parametrów przepływu zapewniających odpowiednią przepustowość i moc urządzeń w stacjach przetłoczeniowych. W praktyce jest on prowadzony z wykorzystaniem narzędzi do modelowania hydraulicznego sieci. Jednocześnie w procesie prowadzenia ruchu sieci, konieczne jest śledzenie rozprywu gazu na potrzeby monitorowania maksymalnych udziałów wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym, również z wykorzystaniem narzędzi softwarowych, pozwalających na obniżenie kosztów opomiarowania sieci chromatografami procesowymi [5].

W celu uniknięcia negatywnych skutków zmian właściwości fizycznych i chemicznych mieszaniny gazowej z podwyższoną zawartością wodoru (mierzonych przede wszystkim ciepłem spalania/wartością opałową gazu, liczbą Wobbego, gęstością względną gazu oraz prędkością propagacji płomienia), zaproponowano przekształcanie wodoru w metan przed zatłoczeniem go do sieci gazowej. Metan jest podstawowym składnikiem gazu ziemnego i jego zatłaczanie nie zmienia w sposób znaczący właściwości gazu ziemnego. Pozwoliłoby to uniknąć znacznych kosztów dostosowania sieci gazowej do transportu wodoru.

Większość prac badawczo – rozwojowych dotyczy wykorzystania termochemicznej reakcji Sabatiera do metanizacji wodoru z wykorzystaniem dwutlenku węgla w obecności katalizatora, którą zapisujemy następująco



Powyższa reakcja jest endotermiczna i wymaga dostarczenia ciepła w ilości 252,9 kJ/(mol CO₂), przy czym wszystkie substraty i produkty reakcji są w fazie gazowej (ozn. (g)). Metanizacja jest więc procesem energochłonnym i wymaga dalszych prac badawczych ukierunkowanych na obniżenie kosztów eksploatacyjnych tej technologii.

3. Potencjalny wkład sektora gazowniczego w przyszły niskoemisyjny system energetyczny

W pracy [17] analizowano potencjalny wkład sektora gazowniczego w przyszły system energetyczny UE i jego funkcje w tym systemie, w oparciu o obszerny przegląd literatury przedmiotu. Po stronie czynników sprzyjających sektorowi gazowniczemu wymieniono następujące argumenty:

- *Gaz może służyć jako sezonowy magazyn energii ze źródeł odnawialnych.* System elektroenergetyczny wymaga stałej równowagi pomiędzy wytwarzaniem energii elektrycznej a zapotrzebowaniem na nią, jednocześnie potencjał magazynowania w sieci jest bardzo mały. Ponieważ zarówno udział OZE (takich jak wiatr i słońce), jak i całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną rosną, ograniczona elastyczność systemu elektroenergetycznego staje się problemem. Elektrownie szczytowo-pompowe są często wskazywane jako neutralne dla klimatu rozwiązanie problemu elastyczności systemu elektroenergetycznego, ale ich potencjał jest ograniczony. Magazynowanie energii chemicznej w postaci paliw gazowych jest z kolei utrwaloną praktyką sektora gazowniczego w zakresie krótkoterminowych, a w szczególności sezonowych potrzeb bilansowania systemu. Jest ono realizowane za pomocą odpowiednio zmian akumulacji gazu w systemie i podziemnych magazynów gazu.
- *Sieci gazowe mogą ograniczyć potrzeby w zakresie rozbudowy sieci elektroenergetycznych.* Plany rozbudowy sieci elektroenergetycznych napotykać na trudności i wiążą się z dużymi nakładami inwestycyjnymi. Dostosowanie infrastruktury elektroenergetycznej do zwiększonego udziału OZE i zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, będzie wymagało dalszej rozbudowy sieci w znacznie większej skali. Dlatego racjonalne wydaje się maksymalne wykorzystanie już istniejącej infrastruktury transportu energii, w tym sieci gazowych.
- *Zastąpienie gazu ziemnego gazem ze źródeł odnawialnych umożliwia neutralne dla klimatu wykorzystanie energii.* Niezależnie od konkretnego pochodzenia gazu ze źródeł odnawialnych, może on być wykorzystany do zaspokojenia różnych potrzeb w zakresie energii, przy czym stopień, w jakim gazy ze źródeł odnawialnych oferują korzyści w stosunku do rozwiązań alternatywnych różni się w zależności od sektora. Gaz ze źródeł odnawialnych może stać się istotnym substytutem dla tradycyjnych paliw w sektorze transportu, ciepłownictwie (ten sektor jest uważany za bardzo ważny dla określenia roli gazu w przyszłości), energochłonnym procesach przemysłowych, np. hutnictwie, przemyśle cementowym i wielu innych gałęziach (tab. 1), produkcji energii elektrycznej. Wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o gaz może być logicznym źródłem elastyczności systemu elektroenergetycznego zdominowanego przez OZE, przy czym paliwem w znacznym stopniu neutralnym dla klimatu będzie musiał być biometan lub wodór z wykorzystaniem obiegu „power-to-gas-to-power”.

- *Sektor gazowniczy może przyspieszyć transformację energetyczną.* Połączenie rosnącej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i dobrze zdefiniowanej roli sektora gazowniczego, może przyspieszyć przejście do systemu energetycznego, charakteryzującego się neutralnością klimatyczną. Pełna elektryfikacja ogrzewnictwa, z wykorzystaniem pomp ciepła, wymaga czasochłonnych inwestycji w obszarze termomodernizacji budynków, podobnie jak pełna elektryfikacja systemów ciepłowniczych.
- *Wkład sektora gazowniczego w przyszły system energetyczny może złagodzić problemy z akceptacją społeczną inwestycji w energetyce.* W pracy [25] zaprezentowano, że wprawdzie profil typowego konsumenta zielonej energii ewoluuje na skutek obserwowanych zmian klimatu, jednak „skłonność do płacenia więcej” jest skorelowana z cechami społeczno-ekonomicznymi, w tym wykształceniem, zainteresowaniem kwestiami środowiskowymi i znajomością OZE. Ponadto, powszechne w przesyłaniu energii elektrycznej napowietrzne linie energetyczne, są często negatywnie postrzegane przez lokalne społeczności, w których sąsiedztwie występują. Stanowi to kontrast z już istniejącą infrastrukturą gazową, która w większości jest podziemna, więc akceptacja społeczna dla jej dalszego użytkowania jest mniejszym problemem.
- *Wkład sektora gazowniczego w przyszły system energetyczny może sprzyjać bezpieczeństwu dostaw energii.* Gazy ze źródeł odnawialnych mogą być szczególnie cenne, gdy chodzi o utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw. System energetyczny z wieloma źródłami/wektorami energii jest mniej scentralizowany, a zatem bardziej elastyczny w sytuacjach kryzysowych. Szczególnie istotna w aspekcie bezpieczeństwa dostaw jest światowa zależność od rosyjskiego gazu ziemnego, biorąc pod uwagę obecne napięcia geopolityczne związane z rosyjską inwazją na Ukrainę w lutym 2022 roku. Obecna wojna stwarza znaczne ryzyko i niepewność w łańcuchu dostaw gazu ziemnego do UE i wymaga istotnej zmiany w polityce energetycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Europy, poprzez zmniejszenie uzależnienia od rosyjskiego gazu ziemnego [19]. Można to osiągnąć w kilka kroków sugerowanych przez IEA, które obejmują maksymalizację wolumenu dostaw gazu z innych źródeł oraz zwiększenie liczby alternatywnych źródeł energii, takich jak OZE i energia jądrowa, a także intensywne wdrażanie programów efektywności energetycznej dla klientów indywidualnych i komercyjnych/przemysłowych [14]. Napięcia geopolityczne wywołują również presję na cenę gazu na lokalnych rynkach nimi dotkniętych. Dywersyfikacja źródeł gazu ma pozytywny wpływ na efektywność ekonomiczną z perspektywy społecznej.
- *Wkład sektora gazowniczego w przyszły system energetyczny może zapewnić efektywność ekonomiczną transformacji energetycznej z punktu widzenia perspektywy społecznej.* Wszystkie argumenty przemawiające za i przeciw potencjalnej roli gazu ziemnego w systemie energetycznym muszą być uwzględnione przy modelowaniu kosztów społecznych, które powinno stanowić podstawę tworzenia polityki energetycznej. Istnieje kilka prac modelujących implikacje wdrożenia systemu energetycznego, który zawiera gazy odnawialne jako nośniki energii, w porównaniu z alternatywnym rozwiązaniem, polegającym na elektryfikacji głównych części łańcucha dostaw energii, z punktu widzenia kosztów społecznych. Analiza tych wyników pokazuje, że wkład sektora gazowego może przynieść znaczące ogólne korzyści ekonomiczne.
Jako argumenty nie sprzyjające rozwojowi sektora gazowniczego wskazano następujące kwestie [17]:
- *Procesy konwersji energii chemicznej gazu charakteryzują się często niższą sprawnością w porównaniu z procesami opartymi na alternatywnych nośnikach energii.* Przykładem są obiegi parowych sprężarkowych pomp ciepła napędzanych silnikami elektrycznymi, które są uważane za potencjalnie dominującą

Tabela 1. Innowacyjne technologie dekarbonizacji różnych gałęzi przemysłu wykorzystujących gaz ziemny. Źródło: [19].

Table 1. Innovative technologies for decarbonizing natural gas across industries. Source: [19].

Technologia lub zastosowany środek	Przemysł	Sposób zastosowania	Etap rozwoju technologii
Efektywność energetyczna	Hutniczy	Lekkie stale (wysokiej i ultrawysokiej wytrzymałości)	Komercjalizacja
	Cementowy	Cement mieszany z wysokowydajnym klinkierem, suszarnie, separatory, (prekalcynatory), odzysk ciepła odpadowego	Dostępne na rynkach
	Przetwórstwo spożywcze	Zapewnienie efektywnych temperatur chłodniczych, sprawność kotła	Dostępne na rynkach
CCUS	Rafinerie ropy naftowej	Zmniejszenie powierzchni wymiany ciepła w procesie koksowania, zastosowanie palników o wysokiej sprawności, zwiększenie izolacji termicznej i ograniczenie infiltracji powietrza.	
	Wiele sektorów	Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej; konwersja ciepła odpadowego na energię elektryczną; współspalanie gazu ziemnego	Dostępne na rynkach (w zależności od konkretnych zastosowań)
	Hutniczy	CCUS w zastosowaniu do procesów wielkopieczowych (z recyklingiem na potrzeby produkcji stali), redukcja żelaza przy użyciu tlenu i CCUS, wychwytywanie CO ₂ z wykorzystaniem technologii górniczych Wapniowe pętle chemiczne	Komercjalizacja Nowo powstała
	Chemiczny i petrochemiczny	Przekształcanie wyemitowanego CO ₂ w produkty chemiczne	Nowo powstała
	Cementowy	Technologie wychwytywania CO ₂ po spalaniu i spalania tlenowego dla pieców cementowych, konwersja CO ₂ do syngazu, pętle wapniowe, farmy alg	Nowo powstała
	Hutnictwo szkła	Instalacje wychwytywania CO ₂ w procesach spalania tlenowego	Komercjalizacja
	Rafinerie ropy naftowej	Technologie wychwytywania CO ₂ po spalaniu i spalania tlenowego	Komercjalizacja
Wodór	Hutniczy	Zastąpienie paliw kopalnych niskoemisyjnym wodorem	Komercjalizacja
	Chemiczny i petrochemiczny	Zastąpienie paliw kopalnych wodorem do produkcji amoniaku	Dostępna na rynku
Przechodzenie na inne paliwa	Hutniczy	Przejęcie na niskoemisyjny wodór, zastąpienie paliw kopalnych biomasą lub odpadami, redukcja rud żelaza za pomocą elektrolizy	Nowo powstała
	Chemiczny i petrochemiczny	Zgazowanie biomasy do produkcji amoniaku	Komercjalizacja
		Odejście od surowców kopalnych na rzecz węglowodorów produkowanych przy użyciu odnawialnej energii elektrycznej, odnawialny syngaz może być surowcem do reformingu parowego	Nowo powstała
	Hutnictwo szkła	Ciepło technologiczne z biopaliw otrzymanych z biomasy	Nowo powstała
	Ceramiczny	Zastępowanie paliw kopalnych biomasą w połączeniu ze zgazowaniem na miejscu	Nowo powstała
	Celulozowo – papierniczy	Zastąpienie paliw kopalnych biomasą na potrzeby produkcji ciepła technologicznego	Dostępna na rynku
	Wiele sektorów	Odejście od gazu ziemnego na rzecz: zielonego gazu, mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, alternatyw nie powodujących emisji gazów cieplarnianych (np. energia słoneczna, odnawialny wodór/energia elektryczna, małe modułowe reaktory jądrowe).	Nowo powstała

technologię zastępującą gazowe źródła ciepła. Jednak w przeciwieństwie do kotłów gazowych, pompy ciepła dostarczają ciepło o niższej temperaturze, które wymaga odpowiedniego doboru instalacji grzewczej oraz odpowiedniej izolacji budynku. Jednocześnie pompy ciepła typu powietrze-woda mają wysoką średnią sprawność, ale ich sprawność chwilowa jest ujemnie skorelowana z wartością temperatury powietrza zewnętrznego, co oznacza, że maksymalne zapotrzebowanie na energię elektryczną do ich napędu występuje w okresach szczytowego obciążenia. To wymaga zapewnienia odpowiedniej zdolności przesyłowej po stronie sieci elektrycznej. W związku z tym znaczne zwiększenie udziału pomp ciepła w ogrzewnictwie poprawi efektywności wytwarzania ciepła u odbiorców końcowych, ale spowoduje problemy i koszty we wcześniejszych elementach łańcucha dostaw energii. Argument dotyczący sprawności jest istotny również poza rynkiem ogrzewnictwa. Typowym przykładem jest wysokotemperaturowe ciepło, wytwarzane na potrzeby procesów przemysłowych, którego wytwarzanie w dużej mierze oparte jest na gazie, również ze względu na wyższą sprawność energetyczną procesów konwersji energii, w porównaniu z wytwarzaniem ciepła niskotemperaturowego.

- *Emisje metanu do atmosfery.* W kontekście dążenia do systemu energetycznego neutralnego klimatycznie, kwestia ta powinna być traktowana z uwagą i troską. Sektor gazowniczy powinien ustalić spójne standardy i metody pomiaru emisji metanu z elementów łańcucha dostaw gazu, w celu zapewnienia przejrzystości w ich raportowaniu, oraz kontynuować prace, mające na celu minimalizację tych emisji. W raporcie [3] dokonano przeglądu 250 prac, obejmujących problematykę emisji metanu we wszystkich elementach łańcucha dostaw, uwzględniając produkcję ze źródeł konwencjonalnych i niekonwencjonalnych oraz włączając transport gazu skroplonego. Szacuje się, że emisja metanu wynosi od 0,2% do 10% całkowitej produkcji metanu. Wczesne szacunki U.S. Environmental Protection Agency prowadzone w latach 1991-1996 wskazywały na wartość $1,4 \pm 0,5\%$ całkowitej produkcji metanu [7]. Raport Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA) z 2018 r. szacuje emisję metanu w sektorze gazowniczym na poziomie 1,7% globalnego zapotrzebowania na gaz [15]. Produkcja biometanu, zdaniem IEA, powoduje emisję metanu głównie poprzez nieszczelności w elementach biogazowni na poziomie 2% zapotrzebowania na gaz [16].

- *Produkcja biometanu może wiązać się z problemami w zakresie zrównoważonego rozwoju.* Produkcja biogazu i biometanu była krytykowana za wypieranie produkcji żywności i pasz, negatywny wpływ na użytkowanie gruntów, a także za szkody dla bioróżnorodności, czy jakości gleby. Jest to argument o zasadniczym znaczeniu, ponieważ priorytetowe wykorzystanie OZE nie może odbywać się kosztem nadrzędnej zasady zrównoważonego rozwoju gospodarki. Aby przeciwdziałać tym skutkom, w 2018 r. Komisja Europejska (KE) zaostrzyła obowiązkowe kryteria zrównoważonego rozwoju dla biopaliw. W niektórych opracowaniach przyjmuje się alternatywne podejście i nie traktuje się roślin energetycznych jako surowca, wychodząc na przeciw celom gospodarki o obiegu zamkniętym.

4. Wkład sektora gazowniczego w przyszły system energetyczny w Polsce

Należy założyć, że przyszły system energetyczny w Polsce będzie wypadkową realizacji ośmiu celów szczegółowych zawartych w Polityce Energetycznej Polski (PEP 2040) [20] (tab. 2).

Tabela 2. Cele Polityki Energetycznej Polski (PEP 2040).

Table 2. The objectives of the Energy Policy of Poland until 2040 (PEP2040)

L.p.	Cel szczegółowy	Wkład sektora gazowniczego
1	Wykorzystanie własnych surowców energetycznych	✓
2	Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	✓
3	Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych (m.in. budowa Baltic Pipe)	✓
4	Rozwój rynków energii (m.in. rozwój elektromobilności; hub gazowy)	✓
5	Wdrożenie energetyki jądrowej	
6	Rozwój odnawialnych źródeł energii (wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej)	
7	Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji (rozwoj ciepłownictwa systemowego)	✓
8	Poprawa efektywności energetycznej	

Sektor gazowniczy może wnieść pozytywny wkład w realizację pięciu z ośmiu ww. celów, poprzez realizację dostaw gazu ziemnego ze źródeł krajowych, a w późniejszych latach dostaw produkowanego w kraju biometanu i wodoru, wykorzystanie gazu ziemnego i innych paliw gazowych dla potrzeb regulacyjnych krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), rozbudowę infrastruktury gazowej, rozwój rynku gazu oraz rozwój ciepłownictwa i kogeneracji, polegający na stopniowym zastąpieniu w tych jednostkach paliw stałych i ciekłych paliwami gazowymi.

W obszarze zainteresowań sektora gazowniczego dokument PEP 2040 określa następujące działania, prowadzące do realizacji ww. celów:

- Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny przez: (i) optymalizację wykorzystania krajowych złóż gazu ziemnego, w tym wykorzystanie złóż niekonwencjonalnych; (ii) dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego; (iii) wykorzystanie krajowego potencjału w zakresie produkcji biogazu, biometanu, gazów syntezowych, gazu syntetycznego, wodoru (działanie 1.5).
- Wykorzystanie gazu ziemnego i innych paliw gazowych dla potrzeb regulacyjnych KSE (działanie 2A.8).
- Dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, budowę Baltic Pipe, zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminalu LNG w Świnoujściu, rozbudowę/budowę połączeń gazowych z państwami sąsiadującymi, budowę pływającego terminalu regazyfikacyjnego LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej, rozbudowę gazowej sieci przesyłowej, rozbudowę systemu dystrybucji gazu, rozbudowę podziemnych magazynów gazu, zapewnienie otoczenia regulacyjnego zachęcającego do inwestowania w rozbudowę infrastruktury gazowej, przygotowanie ocen ryzyka i planów w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu (działania 3A.1-3A.10).

Liberalizację rynku poprzez zniesienie obowiązku urzędowego zatwierdzania cen gazu ziemnego; realizację regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym (hub gazowy); rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego; zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w nowych segmentach rynku; prowadzenie działań badawczo-rozwojowych w zakresie transportu i magazynowania gazów syntetycznych, biogazu, biometanu i wodoru za pomocą infrastruktury gazu ziemnego; efektywną współpracę systemu gazowniczego i elektroenergetycznego (*sector coupling*) (działania 4B.1-4B.6).

- Zapewnienie warunków funkcjonowania i instrumentarium wsparcia rynku paliw alternatywnych, w szczególności: elektromobilności, CNG i LNG, paliw syntetycznych w transporcie oraz wodoru (działanie 4C.7).
- Zapewnienie warunków bilansowania źródeł odnawialnych (działanie 6.4).

W niektóre z ww. działań określonych w PEP 2040 wpisuje się Polska Strategia Wodorowa (PSW) [21], w której do 2030 r. wymienia się wsparcie następujących działań w obszarze zainteresowań sektora gazowniczego:

- Rozpoczęcie wykorzystania wodoru jako nośnika energii wykorzystywanego do procesów magazynowania energii.
- Dostosowanie wybranych odcinków sieci gazowej do przesyłu i dystrybucji wodoru domieszkowanego do gazu.
- Budowa dedykowanych rurociągów do przesyłu i dystrybucji wodoru lub rozbudowa sieci elektroenergetycznej w celu przesyłu energii elektrycznej.
- B+R w zakresie zagospodarowania wielkoskalowych kavern solnych magazynowanie wodoru.
- Wprowadzanie do sieci gazowych syntetycznego gazu ziemnego wyprodukowanego w systemach Power to Gas.

Dokument PEP 2040 określa 7 wskaźników osiągnięcia celów szczegółowych do 2040 r. (tab. 3)

Tabela 3 Wskaźniki osiągnięcia celów Polityki Energetycznej Polski (PEP 2040).

Table 3. Indicators of achievement of the Energy Policy of Poland objectives (EPP2040).

L.p.	Wskaźnik osiągnięcia celów szczegółowych do 2040 r.:	Wkład sektora gazowniczego
1	Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23% w 2030 r.	
2	Energetyka wiatrowej na morzu – moc ok. 5,9 GW w 2030 r. i ok. 11 GW w 2040 r.	
3	Pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy ok. 1-1,6 GW w 2033 r. Program jądrowy zakłada budowę 6 bloków	
4	Redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG) o ok. 30% do 2030 r. w stosunku do 1990 r.	
5	Potrzeby ciepłe wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero – lub niskoemisyjne źródła indywidualne do 2040 r.	✓
6	Redukcja wykorzystania węgla w gospodarce w sposób zapewniający sprawiedliwość	
7	Rozbudowa infrastruktury i dywersyfikacja kierunków dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych	✓

Widocznym jest, że dwa wskaźniki osiągnięcia celów szczegółowych PEP2040 dotyczą bezpośrednio sektora gazowniczego. Realizacja potrzeb cieplnych wszystkich gospodarstw domowych przez ciepło systemowe oraz przez zero – lub niskoemisyjne źródła indywidualne do 2040 r., wymaga w dużej mierze zastosowania w nich pomp ciepła lub źródeł ciepła wykorzystujących biometan i/lub wodór. W pracy [22] podjęto próbę odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu potrzeby energetyczne niskoemisyjnej gospodarki UE mogą być zrealizowane w oparciu o pełną elektryfikację z wykorzystaniem OZE lub alternatywnie, z zachowaniem wkładu sektora gazowniczego, wykorzystującego gazy ze źródeł odnawialnych (biometan, wodór) oraz wodór pozyskiwany w procesie reformingu parowego, przy udziale technologii CCS. Wynik analizy ekonomicznej, przeprowadzonej na zlecenie KE, pokazał, że opcja pełnej elektryfikacji w perspektywie do 2050 r. jest droższa o 94 miliardy € rocznie (ogółem 1,152 biliona €) w porównaniu ze ścieżką, zakładającą udział niskoemisyjnych gazów, głównie z powodu kosztów transformacji sektora ciepłowniczego.

Wracając do realizacji celów polityki energetycznej, otwartą kwestią pozostaje udział biometanu i wodoru w zakresie rozwoju rynku energii i rozwoju OZE. Zgodnie z zatwierdzonym w marcu 2021 dokumentem PEP2040, w 2030 r. gazy inne niż gaz ziemny (odnawialne i niskoemisyjne: biometan, wodór) mają stanowić 10% paliw gazowych transportowanych sieciami gazowymi. Prognoza krajowego zużycia brutto paliw i energii, przywołana w ww. dokumencie, zakłada zużycie gazu ziemnego w wysokości około 20 i 23 mld m³/rok, odpowiednio w 2030 i 2040 r. Biorąc pod uwagę dotychczasową ścieżkę wzrostu zapotrzebowania na gaz, wartości te mogą być niedoszacowane (vide rekordowy pod tym względem rok 2021, w którym krajowe zużycie gazu sięgnęło 20 mld m³). Zgodnie z Krajowym Dziesięcioletnim Planem Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022-2031 [9] zapotrzebowanie na gaz w scenariuszu bazowym będzie kształtować się na poziomie 32 i 35 mld m³/rok, odpowiednio w 2030 i 2040 r. Biorąc pod uwagę powyższe założenia należy stwierdzić, że minimalny poziom udziału gazów zdekarbonizowanych w 2030 r. powinien wynosić 2–3,2 mld m³/rok.

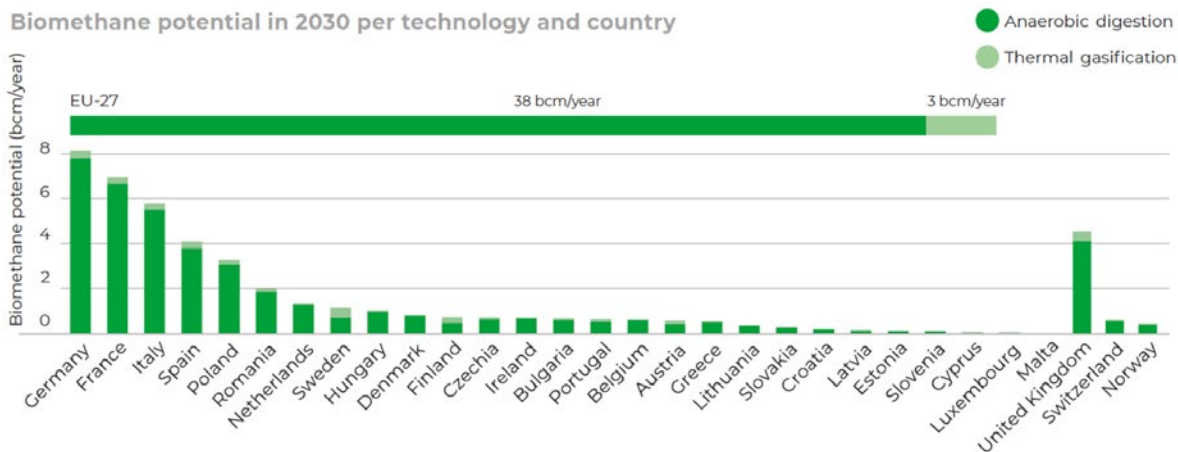
W odpowiedzi na trudności i zakłócenia na światowym rynku energii spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę w maju 2022 r. KE przedstawiła plan REPowerEU, polegający na przyspieszeniu procesu przejścia na czystą energię i zwiększeniu niezależności energetycznej Europy od nietrwałych dostawców paliw kopalnych. W obszarze wodoru i biometanu KE zaproponowała dwa cele. Pierwszym jest przyspieszenie wykorzystania wodoru do 2030 r.

(cel: 10 mln ton produkcji własnej wodoru ze źródeł odnawialnych i 10 mln ton importowanego wodoru ze źródeł odnawialnych) aby zastąpić gaz ziemny, węgiel i ropę naftową w sektorach przemysłu i transportu, w których występują trudności z obniżeniem emisyjności. Drugim jest specjalny plan działania na rzecz zwiększenia produkcji biometanu z obecnych około 3 mld m³ do 35 mld m³ do 2030 r. Proponowana wartość jest porównywalna z wartością 41 mld m³ podaną w dokumencie [8], opracowanym przez konsorcjum Gas for Climate, zrzeszające jedenastu operatorów systemów przesyłowych oraz trzy stowarzyszenia branży gazu ze źródeł odnawialnych. Ten sam dokument wskazuje potencjał udziału gazów zdekarbonizowanych dla Polski w 2030 r. na poziomie 3,2 mld m³/rok (Rys. 6) i 13 mld m³/rok w 2050 r.

Instalacje biometanowe są instalacjami kosztownymi na etapie budowy i eksploatacji. Eksperti będący sygnatariuszami podpisanego w listopadzie 2021 r. „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu” szacują, że koszt budowy instalacji biogazowej o mocy wytwórczej około 4 mln m³ biogazu rocznie wynosi około 20-25 mln PLN, jednocześnie koszt instalacji do oczyszczania biogazu do biometanu i zatłaczania do sieci wynosi około 10–12 mln PLN. W przypadku konieczności skroplenia biometanu te koszty rosną o kolejne 15–20 mln PLN. Z tego bardzo uproszczonego wyliczenia wynika, że koszt biometanowni zatłaczającej biometan do sieci gazowej to około 30–37 mln PLN a dla instalacji wytwarzającej bioLNG ten koszt rośnie do około 50 mln PLN. Przetawione liczby i kwoty pokazują olbrzymi potencjał wytwórczy biogazu/biometanu w Polsce, ale i skalę środków finansowych niezbędnych do jego wykorzystania.

Nie ulega wątpliwości, że realizacja ww. celów wymaga opracowania efektywnych mechanizmów wsparcia finansowego, zwiększających atrakcyjność biometanu jako nośnika energii. Ich efektywność będzie silnie zależała od aktualnych cen gazu ziemnego i cen uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie realizacja ww. celów wymaga znaczących inwestycji w systemy gazownicze na terenach, na których lokalizowane będą biogazownie, które będą musiały charakteryzować się odpowiednią przepustowością i akumulacyjnością na potrzeby zatłaczania biometanu. Konieczne zatem będzie ustalenie zasad podziału kosztów pomiędzy operatorów sieci, biometanownie i odbiorców biometanu.

Niestety Polska Strategia Wodorowa nie zawiera wskaźników jej realizacji bezpośrednio związanych z działaniami w obszarze sektora gazowniczego. Przyjęto w niej założenie, że docelowa wartość zainstalowanej mocy instalacji produkcji niskoemisyjnego wodoru w 2030 r. wyniesie 2 GW. Do 2025 r. zostaną uruchomione



Rys. 6. Potencjał wytwarzania biometanu w UE w 2030 r. z podziałem na technologie (fermentacja beztlenowa i zgazowanie termiczne). Źródło: Gas for Climate (2022) [23]
 Fig. 6. Biomethane potential in EU-27 in 2030 per technology (anaerobic digestion and thermal gasification). Source: Gas for Climate (2022) [23]

instalacje do produkcji wodoru o łącznej mocy 50 MW z niskoemisyjnych źródeł, w tym m.in. z biomasy w technologii zgazowania, fermentacji lub pirolizy; biogazu w procesie reformingu parowego, biometanu w procesie reformingu parowego; węglowodorów w procesie reformingu parowego z wykorzystaniem CCS/CCU.

5. Podsumowanie

Podstawą transformacji energetycznej i rozwoju każdego z sektorów energetyki, w tym energetyki gazowej i gazownictwa powinna być gospodarka oparta na wiedzy. Otoczenie instytucjonalne prawne powinno zapewnić system odpowiednich bodźców ekonomicznych dla inwestycji i ograniczenie barier rynkowych (ochronę praw własności, bariery taryfowe i pozataryfowe oraz stan regulacji prawnych) dla wdrażania projektów badawczych i rozwojowych. Innowacyjną funkcjonalnością systemu gazowniczego jest jego zdolność do wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii chemicznej, która dzięki łańcuchowi konwersji energii power-to-gas-to-power pozwala na efektywną współpracę systemu gazowniczego i systemu elektroenergetycznego w myśl koncepcji łączenia sektorów i tworzenia systemów multienergetycznych. Wiedza zdobyta dzięki projektom badawczo-rozwojowym i demonstracyjnym, w połączeniu z dotychczasowymi kompetencjami pracowników sektora gazowniczego, mogą być w przyszłości szeroko wykorzystane na potrzeby realizacji rurociągowego transportu wodoru i dwutlenku węgla dedykowanymi rurociągami. W tym celu potrzebne jest zacieśnienie współpracy operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych z uczelniami i przemysłowymi instytucjami badawczymi. Istotnym elementem w obszarze innowacji jest rozwój technik informacyjno-komunikacyjnych ICT, data science, usług IoT, itp., w celu optymalnego projektowania i zarządzania systemami przesyłu i dystrybucji gazu oraz użytkowaniem gazu. Kolejnym filarem, pozwalającym na rozwój przedsiębiorstw gazownicznych i przyczyniającym się do rozwoju innowacyjnych przedsiębiorstw działających w otoczeniu gazownictwa, są silne instytucje edukacyjne oferujące nowoczesne programy kształcenia, w powiązaniu z realizowanymi przez nie badaniami, a także instytucje świadczące wysokiej jakości usługi szkoleniowe, bez których nie może funkcjonować gospodarka oparta na wiedzy. W każdym z elementów łańcucha wartości sektora gazowniczego, polski przemysł powinien odegrać istotną rolę, będąc nie tylko odbiorcą technologii ale również dostawcą technologii na dużą skalę. ■

LITERATURA

- American Society of Mechanical Engineers (ASME). B31.12. Hydrogen Piping and Pipelines, 2019.
- ASTM International. ASTM STP962. Hydrogen Embrittlement: Prevention and Control. ASTM International, West Conshohocken, PA, 1988.
- Balcombe, P., Anderson, K., Speirs, J., Brandon, N., and Hawkes A. 2015. "Methane & CO₂ emissions from the natural gas supply chain report" Sustainable Gas Institute, Imperial College London.
- Chaczykowski M. 2022. "Przegląd prac badawczych dotyczących procesu zatłaczania wodoru do istniejących systemów gazownicznych" GWiTS 1(96), <https://www.doi.org/10.15199/17.2022.1.2>
- Chaczykowski M., A. J. Osiańczak. 2017. "Power-to-gas technologies in terms of the integration with gas networks," Trans. IFFM (137) :85–103.
- European Commission, Directorate-General for Communication, RE-PowerEU with clean energy, Publications Office of the European Union, 2022, dostępny na stronie: <https://data.europa.eu/doi/10.2775/528866> . [dostęp lipiec 2022]
- EPA .1996. Methane Emissions from the Natural Gas Industry, dostępny na stronie: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/methane-emissions-natural-gas-industry> [dostęp lipiec 2022]
- Gas for Climate, Biomethane production potentials in the EU, 2022, dostępny na stronie: <https://gasforclimate2050.eu/news-item/new-action-plan-for-efficiently-implementing-the-repowerEU/> . [dostęp lipiec 2022]
- Gaz System (2021) Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2031, dostępny na stronie: <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html> [dostęp lipiec 2022]
- H21 Leeds City Gate Project report, dostępny na stronie: <https://h21.green/app/uploads/2022/05/H21-Leeds-City-Gate-Report.pdf> [dostęp lipiec 2022]
- Hydrogen network Netherlands, Gasunie, dostępny na stronie: <https://www.gasunie.nl/en/projects/hydrogen-network-netherlands> [dostęp lipiec 2022]
- Hydrogen network 2030: towards a climate-neutral Germany, FNB Gas e.V., dostępny na stronie: <https://fnb-gas.de/en/hydrogen-network/h2-start-net-2030-from-the-ndp-gas-2020-2030/> [dostęp lipiec 2022]
- IEA. Current limits on hydrogen blending in natural gas networks, dostępny na stronie: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations> [dostęp lipiec 2022]
- IEA, A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas, dostępny na stronie: <https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>, 2022. [dostęp lipiec 2022]
- International Energy Agency (2018) World energy outlook 2018, dostępny na stronie: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>. [dostęp lipiec 2022]
- International Energy Agency (2019) World energy outlook 2019, dostępny na stronie: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. [dostęp lipiec 2022]
- Lebelhuber C., Steinmüller H. 2019. "How and to which extent can the gas sector contribute to a climate-neutral European energy system? A qualitative Approach". Energy, Sustainability and Society (2019) 9:23 <https://doi.org/10.1186/s13705-019-0207-2>
- Marcogaz. Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use, dostępny na stronie: <https://www.marcogaz.org/publications/overview-of-test-results-regulatory-limits-for-hydrogen-admission-into-existing-natural-gas-infrastructure-end-use/> [dostęp lipiec 2022]
- Mathur S., G. Gosnell, B.K. Sovacool, D.D. Furszyfer Del Rio, S.Griffiths, M. Bazilian, J. Kim. 2022. "Industrial decarbonization via natural gas: A critical and systematic review of developments, socio-technical systems and policy options". Energy Research & Social Science 90, , 102638, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102638>.
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., dostępne na stronie: <https://monitorpolski.gov.pl/MP/2021/264> [dostęp lipiec 2022]
- Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040. Załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (poz. 1138), Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, 2021, dostępny na stronie <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030> . [dostęp lipiec 2022]
- Póryr (2018) Fully decarbonising Europe's energy system by 2050, dostępny na stronie: https://afry.com/sites/default/files/2020-06/poyrpointofview_fullydecarbonisingeuropesenergysystemby2050.pdf [dostęp lipiec 2022]
- Qadrán, M., Abeysekera, M., Wu, J., Jenkins, N., & Winter B, 2019. "The future of gas networks: The role of gas networks in a low carbon energy system". Springer International Publishing AG. Cham, Switzerland.
- Quarton C.J., s. Samsatli. 2018. "Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?" "Renewable and Sustainable Energy Reviews 98 :302-316.
- Stigka E.K., Paravantis J.A., Mihalakakou G.K. 2014. "Social acceptance of renewable energy sources: a review of contingent valuation applications". Renew Sust Energ Rev (32): 100–106, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.026>
- The European Hydrogen Backbone vision, dostępny na stronie: <https://gasforclimate2050.eu/ehb> [dostęp lipiec 2022]