

Od wodoru do wodoru – transformacja gazownictwa w Polsce

From hydrogen to hydrogen – energy transition in the gas sector of Poland

Marcin Kroczek, Kinga Kulik, Marcel Barzantny, Wojciech Kostowski*

Słowa kluczowe: sieci gazowe, historia, wodór, gaz ziemny, transformacja energetyczna

Streszczenie

W artykule przedstawiono przegląd techniczno-historyczny gazownictwa polskiego w kontekście nadchodzących zmian związanych z użytkowaniem wodoru. Przedstawiono historię transportu różnych paliw gazowych: gazu węglowego i koksowniczego (z dużą zawartością ok. 50% wodoru), gazu ziemnego oraz aktualną problematykę użytkowania biometanu i wodoru (czystego oraz jako domieszki do gazu ziemnego). Przedstawiono także zagadnienia techniczne związane z bezpieczeństwem eksploatacji sieci gazowych dla różnego rodzaju paliw oraz dla sytuacji przestawienia eksploatacji na inne paliwo. Doświadczenie sektora gazownictwa w pracy z mediami palnymi, tworzącymi atmosfery wybuchowe i transportowanymi pod ciśnieniem w rozległej infrastrukturze jest wystarczające, aby sprostać zadaniom obecnej transformacji energetycznej, z perspektywicznym systemem mieszanym wodorowo-biometanowym lub rozdzielonym systemem metanowym i wodorowym.

Keywords: gas networks, history, hydrogen, natural gas, energy transition

Abstract

This review paper presents a technical and historical overview of the Polish gas industry in the context of upcoming changes related to the use of hydrogen. The history of the transport of various gaseous fuels is presented: coal and coke-oven gas (with a high content of approx. 50% hydrogen), natural gas and the current problem of the use of biomethane and hydrogen, (pure and blended with natural gas). Technical issues related to the safe operation of gas networks for different types of fuel and for fuel conversion scenarios are also presented. The experience of the gas sector in working with flammable media, forming explosive atmospheres and transported under pressure in extensive infrastructures is sufficient to meet the tasks of the current energy transition, with a prospective mixed hydrogen-biomethane system or a separated methane and hydrogen system.

1. Wprowadzenie

Transformacja energetyczna dokonująca się w całej gospodarce, z energetyką, ciepłownictwem i sektorem transportu, obejmuje również sektor gazowy. Dekarbonizacja oznacza odejście od paliw kopalnych, co powoduje, że gaz ziemny staje się paliwem przejściowym. Zmiany zaskakują swoją dynamiką. Stosunkowo niedawno dokonano integracji i dostosowania struktury systemu gazowego oraz budowy rynku gazu zgodnie z dyrektywami Unii Europejskiej po wejściu Polski do UE w 2004 r., a jeszcze nowszą kwestią jest import gazu skroplonego przez otwarty w 2015 r. terminal LNG oraz całkowite odejście od importu gazu rosyjskiego w nowej sytuacji geopolitycznej. Tymczasem już dziś w niektórych krajach UE dokonano kroków prawnych w kierunku odejścia od gazu ziemnego: Austria, Francja i Słowacja zakazują instalacji kotłów olejowych i gazowych w nowych budynkach od 2023 r., podobne kroki zapowiadają Belgia, Irlandia, Holandia a także Norwegia i Wielka Brytania, w Danii natomiast przewidziana jest całkowita wymiana ogrzewania gazowego na zasilanie z ciepłowni lub pompy ciepła. Zmiany te nie oznaczają jednak końca gazownictwa, gdyż po pierwsze, gaz ziemny pozostanie istotnym surowcem produkcyjnym, np. w hutnictwie szkła czy nawozów sztucznych (choć docelowo możliwe tu będzie

także zastąpienie gazu ziemnego wodorem). Po drugie, do zagospodarowania jest ogromny potencjał biogazu i biometanu, szacowany dla Polski nawet na 8 mld m³, w przeliczeniu na gaz ziemny [1]. Po trzecie, niestabilna produkcja z odnawialnych źródeł energii wymaga wielkoskalowej akumulacji energii, a jedną z metod akumulacji jest produkcja wodoru. Zbilansowanie produkcji i odbioru wodoru jest znacznie łatwiejsze, jeżeli do dyspozycji jest bufor w postaci sieci gazowej przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Dla sektora dystrybucji gazu kończy się więc era bezproblemowego transportu jednego rodzaju czynnika, a rozpoczyna się era zmian, innowacji i nowych projektów. Warto w tym kontekście sięgnąć do historii dystrybucji gazu, która – paradoksalnie – prowadzi od wodoru do wodoru. Niezmiennikiem w tej historii jest układ gazociągów (choć zmieniają się materiały i ciśnienia), zmieniają się natomiast źródła gazu, odbiorcy, infrastruktura towarzysząca transportowi gazu oraz problemy technologiczne operatorów sieci.

Niniejszy artykuł przedstawia przekrój historyczny transportu gazu od gazu miejskiego (złożonego w ponad połowie z wodoru) do ponownego transportu czystego wodoru, dziś jeszcze dla nas perspektywicznego. W artykule skupiono się w większym stopniu na sektorze dystrybucji gazu, choć podział na przesył i dystrybucję ma charakter umowny i w pewnym stopniu sztuczny.

*) **Marcin Kroczek**, mgr inż. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Gazownia w Gliwicach, marcin.kroczek@psgaz.pl oraz Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów, marcin.kroczek@polsl.pl, **Kinga Kulik**, inż. studentka II st., Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, e-mail: kingkul992@student.polsl.pl, **Marcel Barzantny**, inż. student II st., Politechnika Śl. Wydział IŚiE e-mail: marcbar945@student.polsl.pl; także: BTU Cottbus, e-mail: barzamar@b-tu.de. **Wojciech Kostowski**, dr hab. iż. Prof. PŚ, Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Techniki Ciepłej, e-mail: wojciech.kostowski@polsl.pl

2. Paliwa gazowe na tle historycznym na ziemiach polskich

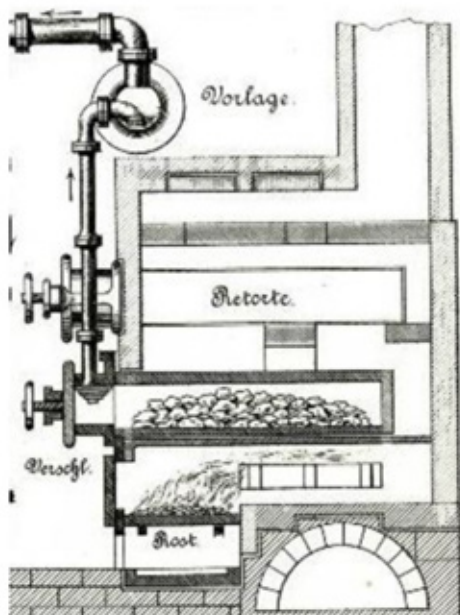
Historycznie na ziemiach dzisiejszej Polski wykorzystywano różne paliwa gazowe, przy czym okresy ich wykorzystania częściowo na siebie nachodzą. Kolejne podrodziny uporządkowano według rodzaju paliwa, przy czym dla zapewnienia układu chronologicznego, informacje dotyczące gazu ziemnego rozdzielono na 2 okresy.

2.1. Gaz węglowy

Jedną z pierwszych metod pozyskania i wykorzystania gazu na szerszą skalę, był proces zgazowania węgla. Na ziemiach dzisiejszej Polski proces ten po raz pierwszy uruchomiono w 1818 r. w Królewskiej Odlewni Żelaza w Gliwicach (*Königlich Preußische Eisengießerei Gleiwitz*) na cele oświetlenia zakładu do pracy całodobowej. Odpowiedniej jakości węgiel, bogaty w składniki lotne, był podgrzewany w reaktorze (retorcje – Rys. 1) bez dostępu tlenu do temperatury ok. 1200°C, co powodowało odgazowanie frakcji gazowej (wodór, metan, tlenek węgla, etylen) oraz wydzielanie ciężkich frakcji węglowodorowych w postaci ciekłej (smoła, olefiny, parafiny). Do podgrzewania wykorzystywano koks (ok. 450 kg koksu na 1000 kg odgazowanego węgla). Powstały gaz palny wymagał skomplikowanego procesu oczyszczania. Produkowany gaz nazywany był gazem świetlnym lub gazem miejskim, z uwagi na zastosowanie głównie do oświetlenia zakładów przemysłowych a następnie – począwszy od pilotażowych pojedynczych obiektów – także ulic miast (Paryż 1818, Kraków 1830-1857, Warszawa 1836-1844, Wrocław 1843-1847).

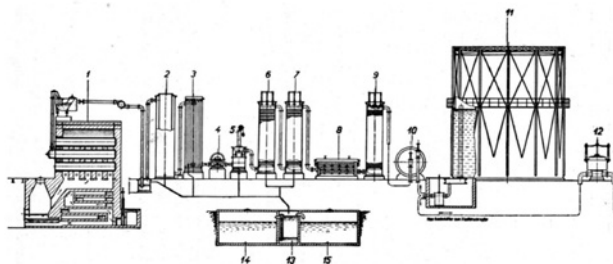
Skład gazu przedstawiono w tab. 1, zwraca tu uwagę wysoka zawartość wodoru. **Produkcja gazu** odbywała się w zakładach zwanych **gazowniami**, które z uwagi na uciążliwą działalność związaną z wydobywaniem się do atmosfery pyłu, nieprzyjemnego zapachu i substancji szkodliwych, w większości lokowane były na obrzeżach miast.

Ważnym wydarzeniem, wpływającym na rozwój gazownictwa, było wynalezienie ok. 1854 r. palnika zaopatrzonego w dyszę, w której gaz mieszał się z powietrzem, a regulacja dyszy umożliwiała również



Rys. 1 Piec retortowy – zasada produkcji gazu węglowego (świetlnego, miejskiego). Objasnienia: Verschlag [uss] – zamknięcie, Rost – ruszt, Vorlage [runj] – zbiornik wstępny [7]

Fig.1 Retort furnace: principle of coal gas (town gas, light gas) production. Explanations: Verschlag [uss] - closure, Rost - grate, Vorlage [runj] - production storage tank



Rys. 2. Schemat gazowni miejskiej. 1 – piec retortowy, 2 – chłodnica powietrzna, 3 – chłodnica wodna, 4 – ssawa gazowa, 5 – odsmalacz, 6,7 – płuczki amoniakalne, 8 – odsiarczalnica, 9 – płuczka benzolowa, 10 – gazomierz stacyjny, 11 – mokry zbiornik gazu, 12 – regulator ciśnienia gazu [8]

Fig.1. Scheme of a town gas plant: 1 – retort furnace, 2 – air cooler, 3 – water cooler, 4 – gas blower, 5 – tar removal unit, 6,7 – ammonia scrubber, 8 – desulphuriser, 9 – benzol scrubber, 10 – gas meter, 11 – wet gas tank, 12 – gas pressure regulator

Tabela 1 Charakterystyka gazu węglowego i gazu koksowniczego [8]

Table 1 Composition of the coal gas and the coke-oven gas

Składnik/parametr	Gaz węglowy miejski	Gaz koksowniczy oczyszczony
Wodór H ₂	52%	50–65%
Metan CH ₄	26%	20–30%
Tlenek węgla CO	9%	5–10%
Etylen C ₂ H ₄	2%	2%
Azot	7%	3–8%
Inne składniki:	CO ₂ , SO _x , NH ₃ , HCN, C3+	H ₂ S, NH ₃ , C3+, H ₂ O
Wartość opałowa	16-17,5 MJ/m ³	16-19 MJ/m ³

regulację temperatury płomienia w zakresie od 350 do 1300°C. Wynalazek przypisuje się *Robertowi Bunsenowi*, jest on jednak również wynikiem prac *Michaela Faradaya* i *Petera Desagi*. Prace te pozwoliły na stopniowy rozwój palników i wykorzystanie gazu do innych celów niż oświetlenie. Od tego czasu gaz wytwarzany w gazowniach dostarczany był rurociągami i instalacjami również do gospodarstw domowych i spalany w grzejnikach gazowych, kuchenkach oraz piecykach łazienkowych do przygotowania ciepłej wody użytkowej.

2.2. Gaz ziemny – okres do 1945

Gaz ziemny występuje najczęściej wspólnie z ropą naftową jako gazowa frakcja węglowodorowa. Pionierskie prace *Ignacego Łukaszczyca* nad destylacją ropy naftowej i możliwości jej zastosowania doprowadziły do jej wydobywania na szeroką skalę. Wraz z ropą wydostawał się gaz ziemny, zwany wówczas naftowym, który początkowo ze względów bezpieczeństwa był wypuszczany do atmosfery [2]. Odprowadzany do otoczenia gaz wywoływał liczne pożary i eksplozje. Dopiero w 1896 r. z odwiertu na złożu ropo-gazowym zaczęto oddzielać gaz przy użyciu separatorów i zdecydowano się na wprowadzanie gazu bezpośrednio do palenisk kotłów gazowych w rafineriach.

Dynamiczny rozwój transportu gazu ziemnego rozpoczął się w naszym regionie Europy w II poł. XIX wieku, po odkryciu dużych pokładów złóż gazu ziemnego w Galicji, gdzie powstały dwa zagłębia naftowe: wschodnie w rejonie na południe Lwowa i zachodnie na terenie obecnego Podkarpacia. Zastosowanie gazu ziemnego w kotłach rafinerii wiązało się z problemem przesyłu gazu na większe odległości. W 1912 r. wybudowano pierwszy w Galicji gazociąg gazu ziemnego o długości 700 m na terenie kopalni ropy naftowej „Klaudiusz” w Borysławiu. W tym samym roku wybudowano także dwa gazociągi o długości 11 i 12 km, przy czym na jednym z nich zainstalowano pierwszą tłocznice gazu sprężającą do ciśnienia 2–3 bar.

W 1921 r. utworzono spółkę państwa „Międzydzielowe Gazociągi”, której celem była budowa sieci gazociągów i przesył gazu ziemnego do odbiorców. W 1927 r. powołano Państwową Fabrykę Olejów Mineralnych „Polmin” we Lwowie, która w latach 1927–1939 wybudowała w zachodnim zagłębiu naftowym system gazociągów przesyłowych, doprowadzających gaz ziemny do dużych zakładów przemysłowych oraz miast. Łącznie do 1938 r. wybudowano ok. 800 km gazociągów przesyłowych. W związku z rozwijającym się w Centralnym Okręgu Przemysłowym przemysłem rafineryjnym, maszynowym, energetycznym i hutniczym, zapoczątkowano budowę pierwszych dalekosiężnych gazociągów, jednak dalszą budowę systemu przesyłu gazu ziemnego w Polsce przerwał wybuch II wojny światowej.

2.3. Gaz koksowniczy

W okresie międzywojennym dynamiczny wzrost popytu na koks, głównie w przemyśle metalurgicznym, wyzwolił jeszcze większą podaż gazu z procesu produkcji koksu opałowego w koksowniach. Gaz wyprodukowany w tak wysokiej temperaturze był zanieczyszczony smołą, amoniakiem, naftalenem i siarkowodorem, co wymagało wstępnego czyszczenia, podobnie jak w przypadku gazu węglowego. Po oczyszczeniu magazynowano go w zbiornikach, a następnie przesyłano do odbiorców. Największe koksownie powstały w latach 1932-38 na Śląsku w ówczesnej części niemieckiej, była to koksownia w Zdziechowicach i koksownia Huty Bobrek. Ich łączna produkcja koksu wynosiła nawet do 3,3 mln ton, a gazu 500 mln m³ [8]. Również w polskim woj. śląskim, krakowskim i kieleckim produkowano i dystrybuowano gaz koksowniczy. Po wojnie sieć gazu koksowniczego sięgała w latach siedemdziesiątych od Górnego Śląska po Wrocław i Zgorzelec na Zachodzie oraz do Łodzi w centrum kraju.

Dystrybucja gazu koksowniczego z zakładów przemysłowych i gazowni miejskich odbywała się rurociągami stalowymi, dla których poważnym problemem było wysokie zanieczyszczenie gazu smołą, amoniakiem, naftalenem i siarkowodorem, które osiadały wewnątrz rur doprowadzając niejednokrotnie do ich całkowitej niedrożności. Przykład niedawno odkrytego gazociągu stalowego, wykorzystywanego obecnie do transportu gazu ziemnego, w którym odbywał się wieloletni transport gazu koksowniczego przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Odcinek gazociągu stalowego DN 250 silnie zanieczyszczony naftalenem
Fig. 3. Section of a DN250 steel gas pipeline heavily contaminated with naphthalene

2.4. Gaz syntetyczny; okres współistnienia różnych rodzajów gazu

Na przełomie lat 60-70. rozpoczął się czas przestawiania ośrodków miejskich na zasilanie gazem ziemnym i sukcesywnie wygaszanie gazowni klasycznych. Główną przyczyną zachodzącej zmiany były czynniki ekonomiczne – konieczność modernizacji i remontów pieców do zgazowania węgla, oraz duży wzrost komunalnego zapotrzebowania na gaz. Wówczas wprowadzono metodę opartą na półspalaniu węglowodorów. Polegała ona na autotermicznym półspalaniu lekkich węglowodorów takich jak: metan, propan, butan, gaz porafineryjny, przy użyciu powietrza. Produktem był niskokaloryczny gaz, o znacznej zawartości wodoru. Metoda polegała na utlenianiu lekkich węglowodorów powietrzem na katalizatorze niklowym do tlenku węgla, z dodatkową konwersją tlenku węgla parą wodną do dwutlenku węgla i wodoru, z ewentualnym wymyśleniem dwutlenku węgla wodą, w celu zwiększenia zawartości wodoru w produkcie końcowym. Wydajność produkcji osiągnano na poziomie 1000 m³/h.

Tabela 2 Skład gazu syntetycznego produkowanego z węglowodorów lekkich
Table 2 Composition of synthetic gas produced from light hydrocarbons

Lp.	Składnik	Lata 60., półspalanie autotermiczne	Lata 70., proces z dodatkową konwersją tlenku węgla parą wodną
1	CO ₂	4,6	2,6–4,2
2	H ₂	29,5	29,8–34,6
3	N ₂	48,5	48,0–54,0
4	CO	16,6	12,6–13,6
5	CH ₄	0,8	0,2–1,3

W kolejnych latach budowano nowsze, bardziej wydajne różniące się od klasycznych tym, że pierwszym etapem nie było półspalanie, a konwersja metanu z parą wodną. Wydajność procesu wzrosła do 3300 m³/h. Skład produkowanego gazu przedstawiono w tab. 2.

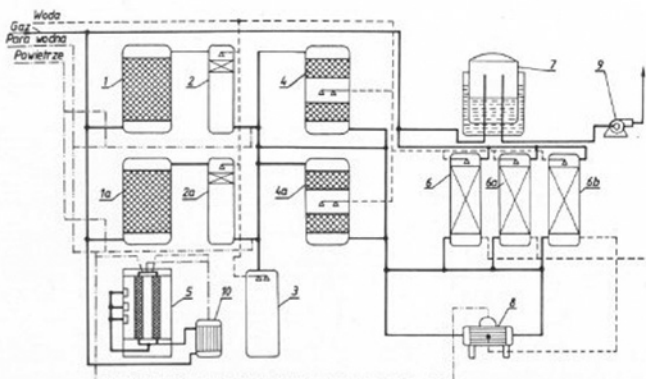
W latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku podjęto decyzję o budowie instalacji konwersji gazu ziemnego i produkcji gazu zamiennego z gazem koksowniczym. Jedną z takich instalacji powstała na Śląsku w Szopienicach.

Produkcja gazu odbywała się według projektu instalacji wykonanej przez niemiecką firmę Didier. Instalacja składała się z dwóch ciągów technologicznych. Każdy z nich był wyposażony w piec rurowy, w którym znajdowały się katalizatory chromowo-niklowe. W rurach na katalizatorze przebiegała reakcja konwersji metanu z parą wodną.

Wraz z postępującym rozwojem sieci przesyłu gazu ziemnego w latach 1968-1990, stopniowo rezygnowano z wykorzystywania gazu koksowniczego oraz likwidowano gazownie miejskie klasyczne (węglowe) oraz dostosowano dotychczasowych odbiorców do odbioru gazu ziemnego [8]. Głównym powodem była zmniejszająca się podaż, związana z wygasaniem przemysłu metalurgicznego oraz wydobywczego, a także kłopoty z utrzymaniem odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa użytkowników domowych, spowodowanego właściwościami trującymi gazu koksowniczego, głównie za sprawą tlenku węgla w gazie. Poza tym dużym problemem były również kłopoty eksploatacyjne sieci, toksyczność gazu oraz duża emisja szkodliwych substancji w procesie spalania. Ostatnią gazownię węglową w Międzyzlesiu zamknięto w 1998 r. [33], natomiast gaz koksowniczy jest wykorzystywany po dzień dzisiejszy, jednak wyłącznie w lokalnych strefach przemysłowych, z zachowaniem współczesnych standardów bezpieczeństwa.



Rys. 4. Widok stacji konwersji gazu w Szopienicach na Śląsku [8]
Fig.4. View of the gas conversion plant in Szopienice, Upper Silesia



Rys. 5. Schemat instalacji półspalania z konwersją gazu ziemnego. 1 – reaktor I st., 2-sytnik z rusztem, 3 – sytnik bez wypełnienia, 4-reaktor II st., 5-piec rurowy, 6-skrubber, 7-zbiornik gazu, 8-kocioł odzysknicowy, 9-sprężarka, 10-wymiennik ciepła [8]

Fig.5. Schematic diagram of a semi-combustion plant with natural gas conversion. 1 – 1st stage reactor, 2 – grate saturator, 3 – unfilled saturator, 4 – 2nd stage reactor, 5 – tube furnace, 6 – scrubber, 7 – gas tank, 8 – heat recovery boiler, 9 – compressor, 10 – heat exchanger

2.5. Gaz ziemny – okres po 1945

Równoległe z odbudową częściowo zniszczonej infrastruktury gazu miejskiego i koksowniczego, po wojnie stopniowo rozszerzano system przesyłu gazu ziemnego, przez budowę głównych magistrali krajowych, łączących węzły Jarosław, Hołowczyce, Odolanów i Włocławek z aglomeracjami górnośląską, warszawską i gdańską oraz nowych węzłów, tłoczni gazu i stacji gazowych. Opisując ten okres historii, rozpatruje się równoległe system przesyłu i dystrybucji gazu, pomiędzy którymi nie istniało formalne ani też nazewnicze rozróżnienie aż do roku 2004. Gazociągi klasyfikowano jedynie w sposób nieformalny, wg funkcji jako: magistralne, rozprowadzające i rozdzielcze,

Prowadzono gazyfikację miejscowości i obiektów przemysłowych. W latach 70-80. XX wieku, przy dużym ubytku zasobów krajowych i równoczesnym przyroście jego zużycia do celów socjalno-bytowych, rozpoczęto kompensowanie niedoborów importem gazu ziemnego z ZSSR oraz wydobyciem z krajowych, nowo odkrytych złóż gazu zaazotowanego. Transport gazu zaazotowanego odbywał się głównie odrębnymi sieciami, a częściowo poprzez instalacje odazotowania gazu z odzyskiem helu i następnie podaż do sieci gazu wysokometanowego.

Kolejnym kluczowym momentem w dystrybucji gazu były lata 90. Wówczas podjęto decyzję o odejściu od dystrybucji gazu koksowniczego mieszanego z metanem oraz zaprzestania odbioru gazu z odmetanowania kopalń. Ówczesne Zakłady Gazownicze prowa-

dziły na szeroką skalę proces dostosowania odbiorników gazowych do możliwości korzystania z innego nośnika energetycznego, tym razem czystego gazu wysokometanowego. Wprowadzenie do istniejących sieci gazowych nowego paliwa obciążone było wysokim ryzykiem, zważywszy na jego inne własności fizyko-chemiczne. Podaż lekkiego, suchego i bezwonno gazu do gazociągów żeliwnych i stalowych, łączonych w większości na tzw. kielich spoiną pachwinową oraz przez skręcanie z uszczelnieniem konopnym, mogła doprowadzić do katastrofy. Ponadto na trasie gazu do odbiorników końcowych należy jeszcze uwzględnić instalacje wewnętrzne w budynkach, w pomieszczeniach zamkniętych, gdzie ryzyko nagromadzenia gazu do granicy wybuchowości jest o wiele większe niż w terenie wokół sieci dystrybucyjnej. Wykonano szereg analiz i przedsięwzięć doświadczalnych pod kątem zminimalizowania istniejącego ryzyka zapłonu i eksplozji. Ustalono poziom bezpiecznych ciśnień nominalnych dla gazociągów przesyłowych z początku 2,5 MPa, następnie 4,0 MPa, 6,3 MPa aż do poziomu 8,4 MPa oraz ciśnień gazociągów dystrybucyjnych, ustalono strefy ochronne dla gazociągów, zmieniono sposób i czynnik nawonienia, opracowano szereg instrukcji i procedur na wypadek zdarzeń awaryjnych, a także powołano organizację do zarządzania sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi, w tym jednostek całodobowych do szybkiego reagowania. Rozpoczęto procedury identyfikacji strat bilansowych gazu, przez wydzielenie stref bilansowych, a realną poprawę bezpieczeństwa oraz bilansu osiągnięto poprzez budowę sieci z tworzyw sztucznych, którymi zastąpiono większość starszych sieci stalowych. Całokształt powziętych ówczesnie działań umożliwił, nie tylko na zmniejszenie ryzyka, ale i również przyczynił się do zwiększenia możliwości dystrybucyjnych istniejących już sieci gazowych oraz ich efektywniejszego i ekonomicznie uzasadnionego wykorzystania.

Po 2000 r. nastąpiły zmiany organizacyjne, związane z wydzieleniem działalności operatora sieci względem obrotu gazem oraz z formalnym i faktycznym rozdzieleniem sektora przesyłowego (powyżej 1,6 MPa) oraz dystrybucyjnego (do 1,6 MPa). Sektor przesyłowy uległ znacznej rozbudowie oraz integracji z systemami Niemiec, Litwy, Czech i Słowacji, a ponadto uzyskał „okno na świat” w postaci terminala gazu skroplonego LNG w Świnoujściu.

2.6. Biogaz

Polska ma znaczący potencjał produkcji biogazu. Zgodnie z raportem branżowym, szacowana ilość biometanu, możliwa do uzyskania poprzez obróbkę biomasy, to 5–8 mld m³/rok, co odpowiada 25-40% obecnego zapotrzebowania na gaz ziemny. W 2022 r. na terenie Polski funkcjonowało 383 biogazowni, o całkowitej mocy zainstalowanej 280 MW, co przekładało się na 2,35 TWh wyprodukowanej energii elektrycznej [1].

Największym wytwórcą biogazu jest sektor rolniczy. Biogaz rolniczy zawiera ok. 60-75% metanu, 19-33% CO₂, < 1% N₂, <6% pary wodnej oraz zanieczyszczenia w postaci siarkowodoru (do 10 g/m³) i amoniaku do 100 mg/m³. Po wstępnym oczyszczeniu nadaje się on do spalania w kotłach oraz silnikach gazowych. W 2022 r. wytworzono w Polsce 374 mln m³ biogazu rolniczego. Najczęstszym sposobem zagospodarowania biogazu rolniczego jest jego spalanie w instalacjach skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Warto podkreślić, że instalacje biogazowe powiązane z rolnictwem, mogą w znaczący sposób wspomóc dekarbonizację obszarów wiejskich, na których korzystano dotychczas z konwencjonalnych źródeł ciepła, takich jak kotły na węgiel kamienny.

Innymi rodzajami biogazu są: biogaz wysypiskowy i biogaz pofermentacyjny z oczyszczalni ścieków. Posiadające stosunkowo wysoką zawartość metanu są spalane w agregatach kogeneracyjnych, a otrzymana energia (elektryczna i ciepła) wykorzystywana jest do pokrycia potrzeb własnych takich jak podgrzewanie komór fermentacyjnych i innych obiektów technologicznych, nadwyżka zaś jest odprowadzana do sieci ciepłowniczej czy elektrycznej.

Na najbliższe lata przewiduje się znaczny wzrost inwestycji związanych z sektorem biogazowym, w tym budowę tzw. biogazowni szczytowych, których głównym zadaniem będzie stabilizacja systemu elektroenergetycznego. Jest to istotna informacja zważając na politykę UE i daleko zakrojone plany osiągnięcia neutralności emisyjnej sektora energetycznego. Biogaz jest zaklasyfikowany jako zielone źródło energii, zgodnie z celem przedstawionym w ramach inicjatywy REPowerEU, przewiduje się dziesięciokrotne zwiększenie rocznej produkcji biometanu. W państwach zachodnich skala inwestycji w sektor biogazowy jest znaczna, a dynamika wzrostu wysoka. Niestety rozwój energetyki opartej na biogazie w Polsce napotyka na przeszkody, w formie braku sprecyzowanych przepisów dotyczących produkcji, wykorzystania i ewentualnej dystrybucji do sieci gazowniczej. Innymi czynnikami, mającymi jeszcze większy wpływ na dynamikę rozwoju sektora biogazowego, są opory społeczne (potrzebne jest zwiększenie poziomu edukacji w zakresie alternatywnych źródeł energii) i brak jasno określonych systemów wsparcia dla tego typu inwestycji.

Wprowadzenie biogazu do sieci jest możliwe po jego *upgradingu*, tj. usunięciu dwutlenku węgla, co nadaje mu miano *biometanu* i nadaje parametry praktycznie równoważne z gazem ziemnym, co umożliwi bezpośrednie wprowadzenie do sieci, przy zachowaniu norm jakości gazu. Jak dotąd, warunki ekonomiczne w Polsce faworyzowały spalanie biogazu bez *upgradingu* na potrzeby generacji energii elektrycznej, jednak sytuacja ta może ulec zmianie, w związku z rosnącą potrzebą substytucji gazu ziemnego nośnikiem o pochodzeniu odnawialnym.

2.7. Wodór

Obecnie uważa się, że wodór może odegrać kluczową rolę w dekarbonizacji gospodarki, jako technologia wielkoskalowej akumulacji energii [10] oraz – w pewnym zakresie – zamiennik paliw kopalnych. Dekarbonizacja sektora gazowniczego może przybierać różne formy. Organizacja ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators*) wskazuje trzy możliwe scenariusze gazowe dla Europy:

1. **scenariusz metanowy**, oparty o biometan oraz syntetyczny metan otrzymany w reakcji Sabatiera z odnawialnego wodoru;

2. **scenariusz mieszany**, zakładający, że sieci przesyłowe winne być przystosowane do zawartości do 20% wodoru, a sieci dystrybucyjne – co najmniej 20%, a w miarę możliwości nawet do 100% wodoru, w scenariuszu tym zakłada się mieszanie gazu ziemnego (a docelowo tylko biometanu) z odnawialnym wodorem;

3. **scenariusz wodorowy**, zakładający, że przesyłany i dystrybuowany będzie wyłącznie czysty wodór; bądź też, że sieci wodoru oraz sieci gazu ziemnego (docelowo: biometanu) będą całkowicie rozdzielone.

O ile scenariusz metanowy nie wymaga badań w zakresie materiałów i inżynierii bezpieczeństwa, to wykorzystanie wodoru w scenariuszu mieszanym oraz wodorowym stanowi wyzwanie technologiczne. Większość zagadnień jest wspólnych dla obu scenariuszy, gdyż już zawartość 1% wodoru powinna być uwzględniona w inżynierii bezpieczeństwa, co omówiono w punkcie 3.

Scenariusz mieszany jest przedmiotem obecnych prac badawczych i analiz. W ramach projektu HYREADY przeprowadzono analizę gatunków stali z jakich zbudowany jest polski system przesyłowy i na tej podstawie opracowano mapę dopuszczalnych zawartości wodoru w poszczególnych odcinkach systemu [19] (rys. 7).

Obecnie operator przesyłowy GAZ-SYSTEM uczestniczy w projektach badawczych, finansowanych ze środków UE, poświęconych wpływowi dodatku wodoru do gazu ziemnego na infrastrukturę przesyłową: THOTH2 (*Novel methods of testing for measurement of natural gas and hydrogen mixtures* – zaproponowanie dla obowiązujących norm i standardów w odniesieniu do metrologii dla gazu ziemnego modyfikacji zapisów uwzględniających dodatek wodoru do gazu ziemnego (do 30% H₂) lub czystego wodoru) oraz SHIMMER (*Safe Hydrogen Injection Modelling and Management for European gas network Resilience* – opracowanie narzędzi, metodologii i zaleceń związanych z eksploatacją infrastruktury transportującej wodór).

Również Polska Spółka Gazownictwa i grupa ORLEN SA biorą udział w projektach wodorowych takich jak InGrid, obejmujący m.in. badawczą sieć dystrybucyjną w oddziale PGNiG S.A. Odolanów, a także współpracują z nowo powołanymi dolinami wodorowymi – Mazowiecką MDW, Dolnośląską SDDW, Śląsko-Małopolską ŚMDW oraz Stowarzyszeniem Centralna Dolina Wodorową SCDW. Ponadto, w ramach różnych programów badawczych, rozwinięta jest współpra-



Rys. 6 .Mapa dopuszczalnej zawartości wodoru w poszczególnych odcinkach systemu [19]

Fig.6. Map of allowable hydrogen concentrations in sections of the Polish transmission system

ca z uczelniami wyższymi, w szczególności prowadzone są 3 doktoraty wdrożeniowe w zakresie mieszanin wodoru z gazem ziemnym, dotyczące zastosowania materiałów kompozytowych, modelowania sieci oraz zarządzania ryzykiem w dystrybucji.

Izba Gospodarcza Gazownictwa wydała wytyczne w zakresie transportu paliw gazowych z domieszką H₂, w których zawarte są szczegółowe wymagania technologiczne dla poszczególnych elementów infrastruktury oraz dla procesów budowy i eksploatacji sieci.

Ogólnie w literaturze wskazuje się, że nie jest możliwe podanie jednej, uniwersalnej wartości koncentracji wodoru, gdyż wartość dopuszczalna zależy od: a) poszczególnych elementów infrastruktury (rurociągi, armatura, kołnierze, filtry, gazomierze, podgrzewacze, reduktory, śluzy itp.) oraz b) od kryterium oceny (bezpieczeństwo mechaniczne, bezpieczeństwo przeciwybuchowe, poprawna praca odbiorników, spełnienie wymagań jakościowych) itp.

Tym niemniej kilka krajów wprowadziło specyficzne regulacje, np. Niemcy dopuszczają 10% wodoru w sieci pod warunkiem braku stacji CNG, we Francji limit wynosi 6%, w Austrii – 4% a w Szwajcarii – 2%. We Włoszech i Hiszpanii nie ma bezpośredniego limitu, a jedynie pośrednio wynika on z dopuszczalnego ciepła spalania i liczby Wobbego i wynosi około 5% [30]. Kwestią wymagającą odrębnej regulacji, a także rozwiązania technicznego, jest organizacja procesu mieszania, aby już bezpośrednio za punktem wprowadzenia wodoru jego stężenie w gazie ziemnym/metanie mieściło się w dopuszczalnych granicach.

Przykładem interesującego projektu pilotażowego jest H2Pilot, przeprowadzony na Słowacji przez konsorcjum słowackich i czeskich firm i ośrodków akademickich. Celem projektu było zbadanie wpływu zatłaczania wodoru na jakość i stabilność dostawy gazu w dystrybucji na przykładzie miejscowości Błatná na Ostrove [12], w oparciu o istniejącą sieć mieszaną (z rur stalowych i PE). W wyniku badań stwierdzono, że wtłaczanie 10% wodoru nie wpłynęło negatywnie na jakość dostarczanego gazu, szczelność rurociągów oraz stabilność pracy urządzeń gazowych.

Działania na rzecz sieciowej infrastruktury wodorowej dla Polski przedstawiono w tab. 4.

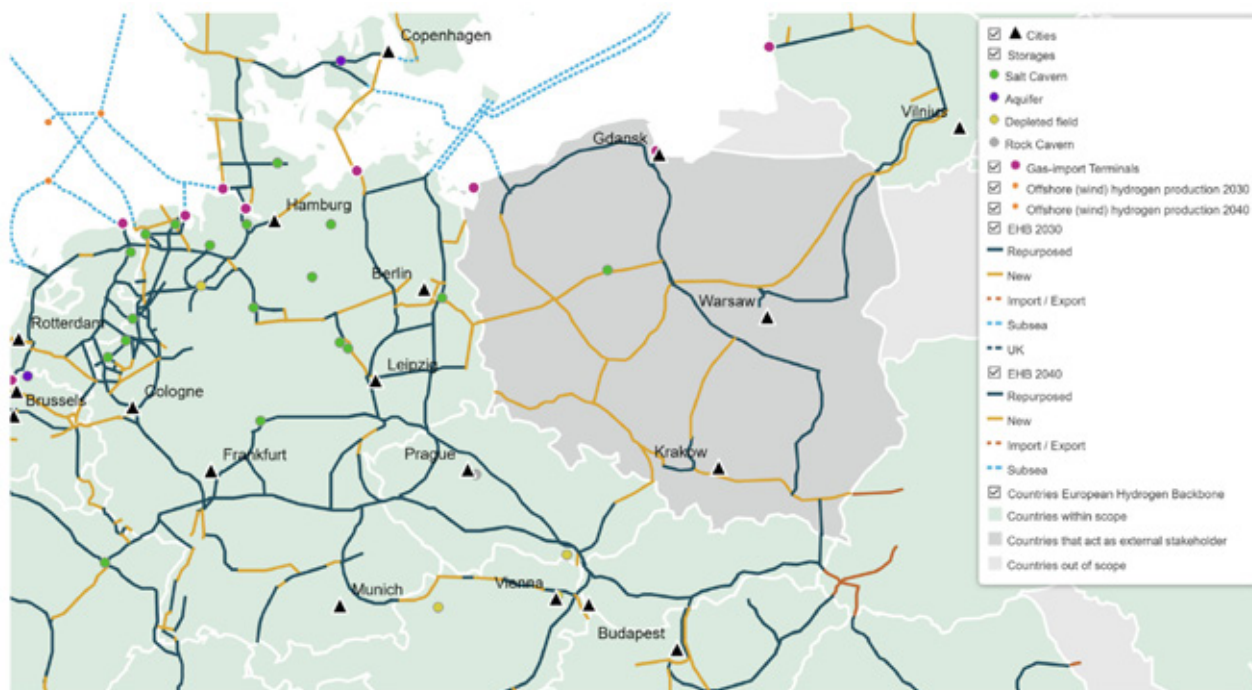
Tabela 3 Planowane działania dotyczące sieci wodorowych wg Polskiej Strategii Wodorowej oraz Polityki Energetycznej Polski [28] [29]

Table 4 Planned actions for hydrogen networks according to the Polish Hydrogen Strategy and the Energy Policy of Poland

2025	<ul style="list-style-type: none"> Dostosowanie oraz demonstracja przesyłu i dystrybucji do 2% wodoru na wybranych odcinkach sieci gazowej, w horyzoncie długoterminowym powyżej 2%. Przeprowadzenia studium wykonalności budowy pilotażowego (do 10 km) gazociągu na potrzeby transportu wodoru produkowanego z OZE. Autostrada wodorowa – opracowanie studium wykonalności dedykowanego wodorowi rurociągu północ – południe. Zbadanie istniejącej infrastruktury gazowej pod kątem możliwości zatłaczania wodoru i przesyłu mieszanin wodoru z gazem.
2030	<ul style="list-style-type: none"> PEP 2040 wskazuje osiągnięcie zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów innych niż ziemny. Dostosowanie wybranych odcinków sieci gazowej do przesyłu i dystrybucji wodoru domieszkowanego do gazu. Budowa dedykowanych rurociągów do przesyłu i dystrybucji wodoru B+R w zakresie lekkich zbiorników do dystrybucji wodoru. Wprowadzanie do sieci gazowych gazu systemyctycznego SNG wyprodukowanego w systemach P2G.

Scenariusz całkowicie wodorowy kreowany jest w ramach inicjatywy *European Hydrogen Backbone – EHB*, mającej na celu stworzenie europejskiej sieci wodorowej, która umożliwiłaby transport wodoru ze źródeł odnawialnych do różnych części kontynentu.

Polska uczestniczy w projekcie EHB jako niezależny interesariusz (stakeholder) a polska część systemu, zwana Polskim Szkieletem Wodorowym, ma połączyć krajowe zakłady produkcji wodoru z innymi krajami europejskimi, a także stanowić podstawę do rozwoju krajowego rynku wodoru. Szkielet ma się składać z rurociągów i infrastruktury towarzyszącej i ma być przystosowany do transportu wodoru pod różnymi ciśnieniami w zależności od specyficznych potrzeb różnych użytkowników końcowych. Do 2035 r. przewiduje się budowę sieci wodorowej dla obsługi energetyki wiatrowej na północy i w centrum kraju oraz budowę połączeń z Finlandią, krajami bałtyckimi i Niemcami. Do roku 2040 przewiduje się budowę korytarzy północ-południe w tym połączenia ze Skandynawią.



Rys. 6. Środkowoeuropejski fragment docelowej sieci wodorowej wg inicjatywy European Hydrogen Backbone w perspektywie roku 2040. Kolorem żółtym zaznaczono gazociągi planowane, natomiast ciemnoniebieskim – adaptowane gazociągi istniejące [4]

Fig.6. Central European section of the target hydrogen network according to the European Hydrogen Backbone initiative, looking ahead to 2040. Yellow indicates planned pipelines and dark blue indicates adapted existing pipelines.

3. Wybrane aspekty techniczne

Eksploatacja gazociągów **gazu miejskiego** oraz **koksowniczego** wiązała się ze szczególnym zagrożeniem, jakim jest zawartość tlenu węgla w transportowanym gazie. Tlenek węgla jest gazem bezwonny i bezbarwnym, lżejszym od powietrza, dla człowieka jest bardzo toksyczny, wiąże się kilkaset razy szybciej z hemoglobina niż tlen, blokując jego dopływ do organizmu, co w konsekwencji prowadzi do szybkiej utraty świadomości i śmierci. W związku z tym wszelkie prace eksploatacyjne w atmosferze z obecnością gazu koksowniczego odbywały się wyłącznie przy użyciu zabezpieczenia dróg oddechowych aparatami tlenowymi oraz z pełną asekuracją.

Technicznym problemem eksploatacyjnym było przede wszystkim utrzymanie drożności przepływu, a więc częste łokowanie rurociągów, w celu wyprowadzenia zanieczyszczeń powstałych wskutek skraplania się pozostałości po wprowadzeniu go bezpośrednio z produkcji. Jego temperatura na wlocie sięgała ok 80°C, w miarę przepływu zmniejszała się, co prowadziło do skraplania nieczystości na ściankach rur, co powodowało zakłócenia w transporcie, a w skrajnych przypadkach całkowite zablokowanie przepływu. Czyszczenie gazociągów odbywało się za pośrednictwem słuz nadawczych i odbiorczych oraz basenów wychwytowych. Zanieczyszczenia – głównie naftalen i smoła pogazowa – trafiały do basenów wychwytowych skąd były odpompowywane do zbiorników hermetycznych i transportowane zazwyczaj z powrotem do huty i ponownie wykorzystane w procesie produkcji stali. Ponadto, na sieciach dystrybucyjnych były zabudowane odwadniacze, których głównym zadaniem było wychwytywanie pozostałej wody pogazowej. (Owadniacze są nadal stosowane na gazociągach gazu z odmetanowania kopalni).

Duże zawiłocenie gazu powodowało jednak samoistne uszczelnienie połączeń skręcanych i kołnierzowych z uszczelnieniem sznurem konopnym, a na terenach szkód górniczych również często stosowanych kompensatorów dławicowych. Specyficzną zaletą gazu koksowniczego była obecność węglowodorów oraz związków siarki (tioli), co nadawało mu silny, nieprzyjemny zapach, pozwalający na wykrycie przez mieszkańców w epoce prostych urządzeń gazowych pozbawionych zabezpieczeń przeciwwpływowch.

Przebudowa infrastruktury dystrybucyjnej z gazu koksowniczego na **gaz ziemny** w latach dziewięćdziesiątych wiązała się z dwoma problemami eksploatacyjnymi:

1. Wyschnięcie uszczelnień uprzednio zawiłoconych przy eksploatacji gazu koksowniczego, a co za tym idzie znacząca liczba awarii oraz pojawienie się znacznych strat gazu; straty te ograniczono systemowo dopiero poprzez wymianę infrastruktury żeliwnej i stalowej na rurociągi zgrzewane z tworzyw sztucznych;
2. Brak naturalnego zapachu gazu wymagał dozowania kosztownego środka nawaniającego, w celu zapewnienia bezpieczeństwa milionom odbiorców indywidualnych. Ze względów klimatycznych przyjęto w Polsce nawaniacz C4H8S – tetrahydrotiofen, aby zapobiegać zmianie jego fazy w okresie zimowym.

Równocześnie, infrastruktura odziedziczona po gazie koksowniczym, powodowała konieczność zwiększonej częstotliwości wymiany wkładów filtracyjnych a także pochłanianie środka nawaniającego, przez co dla uzyskania wymaganej koncentracji nawaniacza u odbiorców ok. 10 mg/m³_n, wartość dozowana w stacjach nawaniania wynosi przeciętnie 25 mg/m³_n, co zwiększa koszt eksploatacji.

Obecna infrastruktura gazu ziemnego, obejmująca ponad 12 000 km sieci przesyłowej oraz ponad 210 000 km sieci dystrybucyjnej a także infrastruktura LNG wymaga stałego monitoringu bezpieczeństwa, w tym m.in. takich działań jak kontrola sieci z wizualną oceną zmian, detekcja i likwidacja nieszczelności (różnymi technikami), nawanianie i kontrola nawaniania, czynna i bierna ochrona przeciwkorozyjna, łokowanie gazociągów, uruchamianie serwisowe biernych elementów armatury (zasuwy, ciągi redukcyjne), utrzymanie służb szybkiego reagowania (pogotowie gazowe 24h). Tym niemniej należy uznać, że kilkudziesięcioletnie doświadczenie eksploatacyjne i wdrożenie nowoczesnych systemów

zarządzania pozwoliło zminimalizować ryzyko w przesyłce i dystrybucji (ostatnia awaria sieci ze skutkiem śmiertelnym miała miejsce w 2013 r., ostatnia większa awaria notowana w prasie to 2018 r.), a jedynym sektorem stwarzającym istotniejsze ryzyko jest jeszcze sektor budowlany obejmujący instalacje w budynkach. Wg danych GUNB, wybuch gazu stanowi przyczynę niecałych 5% wszystkich katastrof budowlanych [18], przy czym większość (2/3 tych zdarzeń dotyczy zasilania z butli LPG).

Transport wodoru istniejącymi **sieciami stalowymi** wiąże się z szeregiem ryzyk, m.in. korozji elektrochemicznej, kruchości wodnorodowej – w tym powstawaniu pęcherzyków gazu o rosnącym ciśnieniu w strukturach stali [27]. O zmianie właściwości mechanicznych decyduje zwykle ciśnienie cząstkowe wodoru (co oznacza, że dla czystego wodoru ryzyko jest najwyższe). Podstawową zmianą właściwości materiału jest kruchość, tj. obniżenie względnego wydłużenia w próbie wytrzymałościowej. Wyniki dla stali L690 (X100) przy ciśnieniu wodoru 13.8 MPa [23] wskazują na około dwukrotne obniżenie wydłużenia po zerwaniu w próbie wytrzymałościowej względem próby bez środowiska wodoru. Badania materiału L485MB prowadzone porównawczo w czystym wodorze oraz mieszkankach z gazem ziemnym wskazują, że kruchość (tj. redukcja wydłużenia po zerwaniu) wzrasta z ciśnieniem wodoru, a w przypadku mieszanek – z ciśnieniem cząstkowym. Grupa prof. F. Christiena z EMSE (Francja) wnioskuje [5], że ciśnienie cząstkowe wodoru do 0,2 MPa nie wpływa zauważalnie na właściwości mechaniczne materiału L485MB. W przypadku ciśnienia przesyłu 8,4 MPa odpowiada to dopuszczalnej zawartości do 2.3% H₂. Wyższe zawartości (i ciśnienia cząstkowe) wodoru wiążą się z zauważalnym wzrostem kruchości stali. Problem kruchości jest jeszcze istotniejszy dla spoin wraz ze strefą wpływu ciepła, przy czym podobnie jak dla materiału rodzimego rury, w badaniach próbek przygotowanych ze spoin nie obserwowano obniżenia granicy plastyczności i wytrzymałości co do wartości naprężenia, obserwowano natomiast spadek ciągliwości silniejszy niż w materiale bazowym rury [24], [25].

Bardzo istotny jest aspekt odporności na pękanie. Badania wskazują, że już 1% dodatku wodoru obniża odporność materiału X70 (L485) na pękanie aż o 30% [25], przy czym różnica między badaniami w środowisku bez wodoru a środowiskiem 1% H₂ jest większa, niż między 1% H₂ a 100% H₂ (!). Z tego względu, problem zarządzania ryzykiem integralności infrastruktury stanowi wyzwanie, zarówno dla operatorów gazociągów, jak i firm wykonawczych i w szczególności dostawców rur.

W przypadku **sieci dystrybucyjnych z tworzyw sztucznych** sytuacja jest znacznie korzystniejsza, zarówno z uwagi na materiał, jak i znacznie niższe ciśnienie transportu medium. Interesujące badania przeprowadzono w Australii, gdzie oprócz odcinków sieci polietylenowych badaniu poddano odcinki wykonane z nylonu (niestosowanego w Europie). Badania te potwierdziły dobrą szczelność odcinków sieci, przy zachowaniu dotychczasowych technik łączenia [9].

Obecnie Polska Spółka Gazownictwa prowadzi dodatkowe badania, w zakresie szczelności i zarządzania ryzykiem dla sieci dystrybucyjnej, dotyczące między innymi istniejącej infrastruktury sieciowej, w tym połączeń kołnierzowych z różnego rodzaju uszczelnieniami oraz wybranych elementów armatury.

Oprócz podstawowych kwestii związanych z integralnością i szczelnością rurociągów, badań wymaga znaczna liczba elementów infrastruktury oraz zagadnień szczegółowych. Dodatek wodoru zmienia ciepło spalania gazu, a jego punktowe mieszanie może spowodować lokalne wahania składu wymagające symulacji i/lub opomiarowania [32]. Zwiększona objętość dla tej samej transportowanej energii wpływa niekorzystnie na spadki ciśnień w sieci [6] co także oznacza ograniczenie przepustowości przy danym układzie ciśnień [3]. Elementy infrastruktury dystrybucyjnej w tym układy redukcyjne i pomiarowe a także typowe urządzenia domowe i gazomierze miechowe można wykorzystywać w zakresie do 8-15% zawartości wodoru z uwagi na różne kryteria (strefy zagrożenia wybuchem, stabilność pracy, procedury metrologiczne) [13], [14]. Również proces nawaniania przy użyciu tetrahydrotiofenu (THT) można uznać za stabilny w zakresie do 15% wodoru [11].

W zakresie instalacji domowych istnieje możliwość zaprojektowania dedykowanych instalacji [22] nawet dla 100% wodoru z zachowaniem poziomu bezpieczeństwa jak dla obecnych instalacji gazu ziemnego. W istniejących instalacjach należy jednak zwrócić uwagę na zmienione warunki przepływowe i spadki ciśnienia oraz wciąż nie w pełni rozpoznane kwestie bezpieczeństwa [15].

4. Podsumowanie

Przegląd historyczno-techniczny pokazuje zdolność adaptacji sektora gazowniczego do zmiennych warunków makroekonomicznych, a co za tym idzie, zmianę paliwa wiodącego. Paliwem wiodącym był kolejno gaz węglowy, gaz koksowniczy i gaz ziemny, przy czym w historii liczne były okresy równoległej eksploatacji systemu wielopaliwowego, czy też równoległych systemów paliwowych. Obecnie sektor gazowniczy przygotowuje się do transformacji energetycznej, w której nieuniknione może być odejście od gazu ziemnego połączone ze znacznie szerszym wykorzystaniem biometanu oraz wodoru. O ile wykorzystanie biometanu nie wymaga szerszych działań adaptacyjnych w systemie, to wprowadzenie wodoru do istniejącej sieci przesyłowej jest trudne, z uwagi na wymagania materiałowe; należy raczej spodziewać się wyodrębnienia jedynie części gazociągów, tj. pewnych stref sieci przystosowanych do takiego transportu. Wprowadzenie wodoru do sieci dystrybucyjnej, działającej na niższym poziomie ciśnień oraz opartej głównie na infrastrukturze z tworzyw sztucznych jest znacznie prostsze, wymaga jednak badań przede wszystkim w zakresie zarządzania bezpieczeństwem, identyfikacji słabszych ogniw i ich wymiany na inne elementy. Może to stanowić bodziec dla innowacji i rozwoju technologicznego. Zarazem jednak można stwierdzić, że historia gazownictwa „zatacza koło”, rozpoczynając od transportu wodoru (stanowiącego ponad 50% składu gazu węglowego) i powracając do transportu tego nośnika.

Można się spotkać z opinią, że wodór nie powinien być mieszany z gazem ziemnym/metanem, gdyż jest to szlachetne paliwo, przeznaczone do specjalistycznego użytkowania w ogniwach paliwowych i procesach chemicznych. Tym niemniej, produkcja wodoru z OZE (stanowiąca ważny element transformacji energetycznej) jest trudna do zbilansowania. Pomijając magazyny kawernowe podziemne, magazyny wodoru nie przekraczają pojemności kilku ton (co już wymaga łączenia wielu zbiorników, jest kosztowne i wiąże się z dużym ryzykiem), a z uwagi na małą objętość wodoru wymaga sprężania do bardzo wysokich ciśnień. Z tego względu przyjęcie niezbilansowanej nadwyżki wodoru do sieci gazowej w dopuszczalnych granicach do ok. 10% może stanowić dobre rozwiązanie w nowoprojektowanych dolinach wodorowych, a sektor gazowniczy – jak udowadnia jego historia – jest w stanie przystosować się do tak zdefiniowanego wyzwania, a także do dalej idących zmian w przyszłości.

LITERATURA

- [1] Biomass Media Group, *Raport Biogaz i biometan w Polsce 2023*.
- [2] Budziński Z. (red.) *Historia gazownictwa polskiego od połowy XIX wieku do roku 2000*. PZiTS, Warszawa 2002.
- [3] Dodds P. E., Demoullin S. 2013. "Conversion of the UK gas system to transport hydrogen" *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 38, Issue 18, 2013, Pages 7189-7200, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.070>.
- [4] European Hydrogen Backbone, <https://ehb.eu> (data dostępu 09.04.2024).
- [5] Ez-Zaki, H., Christien, F., Bosch, C., Briottet, L., Bertin, M., Levasseur, O., & Leriverain, A. 2020. "Effect of Hydrogen Content in Natural Gas Blend on the Mechanical Properties of a L485-MB Low-Alloyed Steel". *Proceedings of the . Volume 6: Materials and Fabrication*. Virtual, Online. August 3, 2020. V006T06A085. ASME. <https://doi.org/10.1115/PVP2020-21228>.
- [6] Englart, S., & Jedlikowski, A. 2023. „Wpływ dodatku wodoru na eksploatację osiedlowej sieci gazowej”. *Instal*.
- [7] Frużyński A. 2011. "160 lat gazownictwa na Śląsku 1852-2012". *Zabrze: Górnictwa Śląska Spółka Gazownictwa*, 2011.
- [8] Frużyński A. 2019. „Historia gazownictwa na Górnym Śląsku”, *Rozprawa doktorska*. Uniwersytet Śląski.
- [9] Gaykema, E. W., Skryabin, I., Prest, J., & Hansen, B. 2021. „Assessing the viability of the ACT natural gas distribution network for reuse as a hydrogen distribution network”. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(23):12280-12289.
- [10] Gburzyńska, M., & Kwaśniewski, M. 2023. „Wodór-niebiesko-zielona rewolucja”. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* (7-8):2.
- [11] Huszał, A., & Jaworski, J. 2020. "Studies of the Impact of Hydrogen on the Stability of Gaseous Mixtures of THT". *Energies*, 13(23), 6441.
- [12] H2Pilot <https://www.spp-distribucia.sk/o-spolocnosti/co-robime/h2-pilot/> (dostęp 12.04.2024).
- [13] Jaworski, J., Kukulka-Zajac, E., & Kulaga, P. 2019. „Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego”. *Nafta-Gaz*, 75(10): 625-632.
- [14] Jaworski, J., Kulaga, P., & Blacharski, T. 2020. „Study of the effect of addition of hydrogen to natural gas on diaphragm gas meters”. *Energies*, 13(11), 3006.
- [15] Jedlikowski A., Englart S., Skrzycki M. 2023 "Wpływ dodatku wodoru do sieci gazowej [na] projektowanie instalacji gazowej w budynku mieszkalnym". *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* (12):10-13.
- [16] Karcz A. 2009. "Gaz koksowniczy jako surowiec do produkcji wodoru". *Polityka Energetyczna*, Tom 12, Zeszyt 1.
- [17] *Karta charakterystyki – Gaz Koksowniczy*. NOWA Koksownia Częstochowa, 2022.
- [18] Kaszubska, M., & Szer, J. 2022. „Katastrofy budowlane w latach 2004-2020 związane z wybuchem gazu w Polsce”. *Materiały Budowlane*.
- [19] Kupecki J. (red.) *Gospodarka Wodorowa – Raport zespołu nr 4*. Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, Warszawa 2020 <https://klastrowodorowy.pl/> (dostęp 09.04.2024).
- [20] Kupecki J. (red.) *Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku w ramach programu priorytetowego nr 5.1.1 Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki, Uniwersytet Warszawski, Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowanych, 2021* <https://klastrowodorowy.pl/> (data dostępu 09.04.2024).
- [21] LOTOS, *Tygodnik do rzeczy*. (dostęp 09.04.2024) *Historia wydobycia ropy i gazu w II Rzeczpospolitej*.
- [22] Mouli-Castillo, J., Haszeldine, S. R., Kinsella, K., Wheelon, M., & McIntosh, A. 2021. "A quantitative risk assessment of a domestic property connected to a hydrogen distribution network". *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(29): 16217-16231.
- [23] Nanninga, N. et al. 2012. "Comparison of hydrogen embrittlement in three pipeline steels in high pressure gaseous hydrogen environments". *International Journal of Hydrogen Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.01.028>
- [24] Nguyen T.T., Beak U.B., Park J., Nahm S.H., Tak N. 2020. "Hydrogen environment assisted cracking in X70 welding heat-affected zone under a high-pressure hydrogen gas". *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*, 109, art. no. 102746 <https://doi.org/10.1016/j.tafmec.2020.102746>.
- [25] Nguyen T.T. et al. 2020. "Hydrogen embrittlement susceptibility of X70 pipeline steel weld under a low partial hydrogen environment". *Int. J. of Hydrogen Energy*, Vol. 45, Issue (43): 23739-53, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.199>.
- [26] Nguyen, T.T., Heo, H.M., Park, J. et al. 2021. "Fracture properties and fatigue life assessment of API X70 pipeline steel under the effect of an environment containing hydrogen". *J. Mech. Sci. Technol.* (35): 1445-55 <https://doi.org/10.1007/s12206-021-0310-0>.
- [27] Nykyforchyn, H., Unigovskiy, L., Zvirko, O., Tsyruhnyk, O., & Krechkovska, H. 2021. "Pipeline durability and integrity issues at hydrogen transport via natural gas distribution network". *Procedia Structural Integrity* (33): 646-651.
- [28] *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.* Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.
- [29] *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.
- [30] Romeo, L. M., Cavana, M., Bailera, M., Leone, P., Peña, B., & Lisbona, P. 2022. "Non-stoichiometric methanation as strategy to overcome the limitations of green hydrogen injection into the natural gas grid". *Applied Energy*, 309, 118462.
- [31] SEJM(02.05.1919). *Ustawa z dnia 2 maja 1919 r. o wyłącznym upoważnieniu Państwa do zakładania rurociągów, służących do prowadzenia gazów ziemnych, regulowania produkcji i użytkowania ich*.
- [32] Vaccariello, E., Trincherò, R., Stievano, I. S., & Leone, P. 2021. "A statistical assessment of blending hydrogen into gas networks". *Energies*, 14(16), 5055.
- [33] *Wirtualne Muzeum Gazownictwa*. (dostęp 09.04.2024). [Wirtualne Muzeum Gazownictwa](https://wmgaz.pl/historia-gazownictwa). <https://wmgaz.pl/historia-gazownictwa>.
- [34] WT-IGG-4501:2023 *Infrastruktura do transportu paliw gazowych z domieszką H2*. Wytyczne do projektowania, budowy i przebudowy. Izba Gospodarcza Gazownictwa, 2023.