TECHNOLOGIE POWER-TO-GAS W ASPEKCIE WSPÓŁPRACY Z SYSTEMAMI GAZOWNICZYMI

POWER-TO-GAS TECHNOLOGIES IN TERMS OF THE INTEGRATION WITH GAS NETWORKS

Maciej Chaczykowski[1*], Andrzej J. Osiadacz[2]
[1] Politechnika Warszawska, ul. Nowowiejska 20, 00-653 Warszawa
email: maciej.chaczykowski@is.pw.edu.pl

[2] Politechnika Warszawska, ul. Nowowiejska 20, 00-653 Warszawa
email: andrzej.osiadacz@is.pw.edu.pl

Słowa kluczowe: magazynowanie energii, odnawialne paliwa gazowe, energetyka wodorowa, jakość gazu

Streszczenie

Gaz ziemny jest postrzegany jako niskoemisyjne paliwo kopalne, stanowiące alternatywę dla węgla i ropy naftowej. Systemy energetyczne oparte na gazie ziemnym są traktowane jako wsparcie dla odnawialnych źródeł energii, a przy zastosowaniu sekwestracji CO_2 jako ważny atut w rozwoju niskoemisyjnej energetyki. Jednocześnie, dzięki dostawom biometanu do sieci gazowych, systemy gazownicze już dziś mogą przyczyniać się do rozwoju odnawialnych źródeł energii.

W sytuacji nadwyżek podaży energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, zdolność magazynowania energii będzie odgrywała kluczową rolę w zarządzaniu systemami energetycznymi. W tym kontekście zyskują na znaczeniu kwestie pojemności magazynowej, bezpieczeństwa magazynowania, oraz szybkiego dostępu do zasobów magazynowanej energii. Technologie *Power-to-gas* w połączeniu z zatłaczaniem wodoru lub syntetycznego gazu ziemnego do sieci gazowej stwarzają możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowniczej do magazynowania dużych ilości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w postaci energii chemicznej wyżej wymienionych paliw zatłaczanych do sieci gazowej. W referacie przedstawiono wybrane projekty demonstracyjne prowadzone w tym zakresie na świecie. Omówione zostały również dostępne w literaturze wyniki badań tolerancji elementów systemu gazowniczego na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym, oraz perspektywy konwergencji systemów elektroenergetycznych, gazowniczych i ciepłowniczych w rezultacie rozwoju technologii kogeneracyjnych i technologii *Power-to-gas*.

Abstract

Natural gas is seen as an alternative low carbon fossil fuel which complements the different forms of renewable energy. Natural gas-fired power generation systems are considered as a backup for renewable energy sources, and with the application of CO_2 capture and storage technologies, as an important asset in the development of low-carbon power sources.

With the fluctuation and possible oversupply of electrical power generated by renewable energy

sources, the capacity of storage plays a pivotal role in a future sustainable energy system. In that aspect the safe energy storage and its fast availability is gaining in importance. The production of renewable gas (hydrogen, biosynthetic natural gas) from surplus power in *power-to-gas* (*P2G*) plants creates the possibility of using the existing natural gas grids as a large energy storage. In this paper selected projects that demonstrate the viability of renewable gas injection into the gas grid are presented. The sensitivity of the elements of gas transmission and distribution systems to the higher hydrogen concentrations in natural gas mixtures is discussed. The process of the convergance of electrical and natural-gas grids as well as district heating systems thanks to the development of CHP and P2G plants is discussed.

1 Wstęp

Osiągnięcie zrównoważonej polityki energetycznej będzie wymagało wielu prac studialnych i rozwojowych dotyczących różnych wariantów pozyskiwania oraz dystrybucji nośników energii: surowców kopalnych w połączeniu z różnymi formami energii odnawialnej. Powszechnie stosowanymi nośnikami energii w energetyce gazowej są mieszaniny węglowodorów, których głównym składnikiem jest metan. W ostatnich latach czynione są próby wykorzystania jako nośnika energii również wodoru. Wodór nie występuje w przyrodzie w stanie wolnym ale jego zasoby w postaci związku z tlenem są praktycznie nieograniczone. Obserwuje się wyraźne zainteresowanie technologiami wodorowymi, m.in. ogniwami paliwowymi oraz silnikami tłokowymi zasilanymi wodorem. Wodór posiada właściwości, które zapewniają mu bardzo dobre własności użytkowe jako paliwu. Stężeniowe granice zapłonu w powietrzu od około 4% do około 75% obj. są bardzo szerokie w porównaniu z metanem, którego granice zapłonu licząc objętościowo zawierają się w zakresie od 5% do 15%. W przypadku gazów ziemnych wysokometanowych minimalna energia zapłonu jest rzędu kilku dziesiątych mJ, podczas gdy minimalna energia zapłonu wodoru jest o rząd wielkości mniejsza i wynosi kilka setnych mJ.

Podczas wysokociśnieniowego wypływu wodoru do atmosfery, np. w czasie awaryjnego wypływu z instalacji ciśnieniowej, wodór podlega zjawisku zapłonu dyfuzyjnego. Należy również, obok acetylenu, do grupy gazów najłatwiej detonujących. Wszystko to sprawia, że wykorzystanie wodoru pociąga za sobą pewne problemy, szczególnie natury bezpieczeństwa. Dlatego też w zastosowaniach przemysłowych podejmuje się próby wykorzystania nie czystego wodoru, lecz jego mieszanin, na przykład z metanem i azotem. Wyniki badań eksperymentalnych wykazały znaczny wpływ domieszkowania metanu i azotu do wodoru na występowanie samozapłonu takiej mieszaniny. Obecność tych gazów powoduje poprawę warunków bezpieczeństwa magazynowania i transportu paliwa, m.in. poprzez zawężenie granic zapłonu i detonacji oraz zwiększenie minimalnej energii zapłonu.

Aktualnie, najtańszą i najbardziej popularną metodą produkcji wodoru jest reforming parowy gazu ziemnego. Jednak w ostatnich latach obserwowany jest wzrost zainteresowania produkcją wodoru w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Technologia *power-to-gas* jest obiecującym rozwiązaniem z punktu widzenia możliwości bilansowania systemu elektroenergetycznego, bowiem nadwyżki energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych mogłyby być przeznaczone na produkcję wodoru, który następnie mógłby być zatłoczony do sieci gazowej w celu magazynowania uzyskanej w ten sposób energii chemicznej. Należy podkreślić, iż średnio- i długoterminowe magazynowanie

energii na potrzeby bilansowania systemu wymaga pojemności rzędu TWh. Tej skali pojemności magazynowe są możliwe do uzyskania jedynie w przypadku podziemnego magazynowania energii chemicznej, powszechnie wykorzystywanego w systemach gazowniczych w postaci podziemnych magazynów gazu w złożach sczerpanych, warstwach wodonośnych i kawernach solnych. Niniejszy referat jest poświęcony projektom demonstracyjnym mającym na celu wykazanie możliwości dostarczania wodoru do sieci gazowej, które obecnie są w fazie testowania w Europie i na świecie.

2 Technologia *Power-to-gas*

Szczegółowy przegląd pilotażowych instalacji *Power-to-gas* w Europie i na świecie zaprezentowano w pracy [1]. Najwięcej projektów zrealizowano w Niemczech (7), Stanach Zjednoczonych (6), Kanadzie (5), Hiszpanii (4) oraz Wielkiej Brytanii (4). Generalnie, 95% projektów zrealizowano w Europie i Ameryce Północnej. W późniejszej pracy [2] wymieniono 15 instalacji zatłaczających wodór do sieci gazowych (w tym 11 lokalizacji w samych Niemczech).

W instalacjach *Power-to-gas* mogą być stosowane elektrolizery alkaliczne, z polimerową membraną wymiany protonów, oraz stałotlenkowe. Poziomy gotowości tych technologii są różne, a ich krótką charakterystykę podano w Tablicy 1.

Tablica 1. *Typowe właściwości elektrolizerów: alkalicznych, PEM i SOE [3,4].*

Technologia		Alkaliczny	PEM	SOE
Stopień zaawansowania technologicznego		Zaawansowane	Demonstracyjne	B+R
Typowa temperatura pracy ogniwa	°C	60-80	50-80	700-1000
Ciśnienie robocze ogniwa	bar	<30	<100	<30
Gęstość prądu	A/cm^2	0,2-0,4	0,6-2	0,3-1
Napięcie w ogniwie	V	1,8-2,4	1,8-2,2	0,95-1,3
Gęstość mocy	W/cm^2	do 1	do 4,4	-
Sprawność elektryczna	%	60-71	65-83	81-86
Zapotrzebowanie na energię	kWh/m^3	4,5-7	4,5-7,5	2,5-3,5
Produkcja wodoru	m^3/h	<760	<30	-
Praca przy częściowym obciążeniu	%	>20	>5	-
Szybkość zmian obciązenia	% $P_{nom.}/s$	<10%/s	<25%/s	
Okres eksploatacji ogniw	h	<75 000	<30 000	<40 000
Okres eksploatacji instalacji	lata	20-30	10-20	-
Czystość wodoru	%	>99,8	99,999	-
Czas rozruchu	min	15	<15	>60
Szacunkowy koszt	€/kW_{el}	1000	2000	-

Elektolizery alkaliczne działają typowo przy temperaturze i ciśnieniu roboczym odpowiednio około 80ºC i 30 bar. Zazwyczaj osiągają sprawności między (60-70)%. Komercyjnie dostępne moduły mają moc do 2,5 MW. W sensie stopnia rozwoju, technologia

ta jest najbardziej zaawansowana i najtańsza. Wśród kilkudziesięciu projektów w skali laboratoryjnej, a także wśród planowanych i zrealizowanych projektów demonstracyjnych wymienionych w pracy [1], 67% instalacji wykorzystuje elektrolizery alkaiczne, natomiast pozostałe oparte są na elektrolizerach z membraną wymiany protonów (PEM). Elektrolizery stałotlenkowe (SOE) nie były wykorzystywane w instalacjach omawianych w powyższej pracy. Problemem w ich przypadku, w kontekście zastosowań w instalacjach *Power-to-gas*, może być wrażliwość na naprężenia termiczne ceramiki, w związku z wymogiem elastycznego trybu pracy i w efekcie częstymi przerwami w pracy elektrolizera.

Zaletą elektrolizerów PEM jest prosta konstrukcji i wysoka sprawność na poziomie (65-83)%. Są również przystosowane do szybkich zmian obciążenia. Ograniczeniem w ich stosowaniu jest jednak krótszy okres eksploatacji, wynikający z trwałości elektrolitu w postaci membrany wymiany protonów, i niewielkie wydajności w zakresie do 30 m^3/h. Charakteryzują się również wyższym kosztem ze względu na platynę wykorzystaną jako katalizator.

Sprawność elektrolizerów definiuje się jako

$$\eta = \dot{V}_{H_2} H_{s,H_2} / P_{el} \tag{1}$$

$\dot{V}_{H_2}$ nominalna wydajność,

H_{s,H_2} ciepło spalania wodoru (12,78 MJ/m^3),

P_{el} moc elektrolizera.



Rys. 1. Wielkoskalowy elektrolizer.

W większości projektów demonstracyjnych wodór produkowany w elektrolizerach jest następnie magazynowany w zbiornikach ciśnieniowych. Zakres ciśnienia roboczego zbiorników jest bardzo szeroki i wynosi od 4bar do 400 bar. Na przykład w przypadku stacji tankowania wodoru na potrzeby dystrybutorów wymagane jest wysokie ciśnienie robocze rzędu 300 bar. Wysokie ciśnienie pozwala na oszczędność powierzchni zabudowy zbiorników

magazynowych, jednak zwiększa koszty instalacji, z powodu konieczności zabudowy sprężarki wodoru. Podobnie jak w stacjach tankowania sprężonego gazu ziemnego, w celu ograniczenia kosztów sprężania stosowane są zbiorniki buforowe, a proces tankowania odbywa się dopiero po ich napełnieniu. Innym sposobem ograniczenia kosztów sprężania jest zastosowanie elektrolizera ciśnieniowego. Dostępne są elektrolizery o ciśnieniu roboczym z zakresu (12-30) bar. Sprawność całkowita instalacji z elektrolizerami ciśnieniowymi jest o około 5% wyższa porównaniu do instalacji z elektrolizerami niskociśnieniowymi, jednak ze względu na wyższe nakłady inwestycyjne i koszty serwisowania, zaleca się stosowanie niskociśnieniowych elektrolizerów współpracujących ze sprężarkami wodoru.

Instalacją Power-to-Gas posiadającą w tej chwili największą wydajność produkcji wodoru jest instalacja Audi™ w Werlte w Dolnej Saksonii (Niemcy), Otwarta w 2013 r. instalacja posiada elektrolizery o mocy 6,3 MW (rys.1) i średniej sprawności wynoszącej 54%. Produkowany wodór przeznaczony jest do wytwarzania metanu, który stanowi paliwo dla floty samochodów osobowych zasilanych CNG.

3 Zatłaczanie wodoru do sieci gazowej

Kilka projektów demonstracyjnych, mających na celu wykazanie możliwości zatłaczania wodoru do sieci gazowej, jest obecnie w fazie projektowania lub eksploatacji w Europie i na świecie. Zatłaczanie wodoru lub metanu z instalacji Power-to-gas do sieci gazowej ma wiele zalet, ponieważ umożliwia integrację systemów elektroenergetycznego i gazowniczego w celu magazynowania nadwyżek energii elektrycznej w postaci gazu produkowanego ze źródeł odnawialnych (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne).

Udział energii pozyskanej z wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym możemy wyznaczyć z zależności

$$\phi = x_{\mathrm{H_2}} H_{\mathrm{s,H_2}} / \left[\left(1 - x_{\mathrm{H_2}}\right) H_{\mathrm{s,GZ}} + x_{\mathrm{H_2}} H_{\mathrm{s,H_2}} \right] \tag{2}$$

$x_{\mathrm{H_2}}$ udział objętościowy wodoru,

$H_{\mathrm{s,H_2}}$ ciepło spalania wodoru,

$H_{\mathrm{s,GZ}}$ ciepło spalania gazu ziemnego

Ciepło spalania mieszaniny gaz ziemny-wodór określa zależność

$$H_{\mathrm{s,m}} = x_{\mathrm{H_2}} H_{\mathrm{s,H_2}} + \left(1 - x_{\mathrm{H_2}}\right) H_{\mathrm{s,GZ}} \tag{3}$$

Energię dostarczoną przez mieszaninę gaz ziemny-wodór wyznaczamy z zależności

$$E_{\mathrm{m}} = H_{\mathrm{s,m}} \dot{V}_{\mathrm{m}} \tag{3}$$

V_{m} strumień objętości mieszaniny

Podczas gdy zatłaczanie biometanu do sieci gazowej nie niesie ze sobą żadnego ryzyka, zatłaczanie wodoru może okazać się problematyczne [5,6,7], gdyż niesie ze sobą szereg pytań związanych z wrażliwością poszczególnych elementów systemu na podwyższone udziały wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym. Generalnie, dopuszczalna ilość wodoru w sieci

gazowej powinna być określana indywidualnie, biorąc pod uwagę strukturę sieci, skład gazu ziemnego, strumień gazu, wyposażenie odbiorców w urządzenia gazowe. Jednakże, poszczególne kraje starają się uogólnić wytyczne w tym zakresie. Na przykład dopuszczalne stężenie wodoru w gazie ziemnym w sieci przesyłowej w Holandii wynosi 2%obj. [2], natomiast analogiczna wartość podana w standardzie technicznym DVGW G 262 dla rynku niemieckiego wynosi 5%. Niemieckie stowarzyszenie naukowo-techniczne branży gazowniczej i wodociągowej (DVGW) zleciło partnerom w przemyśle i w ośrodkach naukowych przeprowadzenie badań w celu określenia maksymalnego dopuszczalnego stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w poszczególnych elementach systemu gazowniczego [6]. W raporcie końcowym określonych zostało pięć obszarów funkcjonalnych łańcucha dostaw gazu: (i) transport, (ii) magazynowanie, (iii) pomiar i regulacja, (iv) dystrybucja gazu i (v) użytkowanie, które obejmowały 30 procesów biznesowych. Dla każdego z procesów zostały zidentyfikowane dopuszczalne ilości wodoru, podane za pomocą trzech progów, w których: (i) mieszanie wodoru jest nieszkodliwe, (ii) wymagana jest adaptacja technologiczna, bądź regulacja administracyjna, oraz (iii) prace badawczo-rozwojowe są nadal potrzebne. Dane dotyczące wrażliwości elementów systemu gazowniczego na zawartość H_2 w gazie ziemnym przedstawiono na rys. 2-6 (zielony wykres – zakres nie stwarzający problemów, żółty – konieczność standaryzacji, niebieski – konieczne prace badawcze).

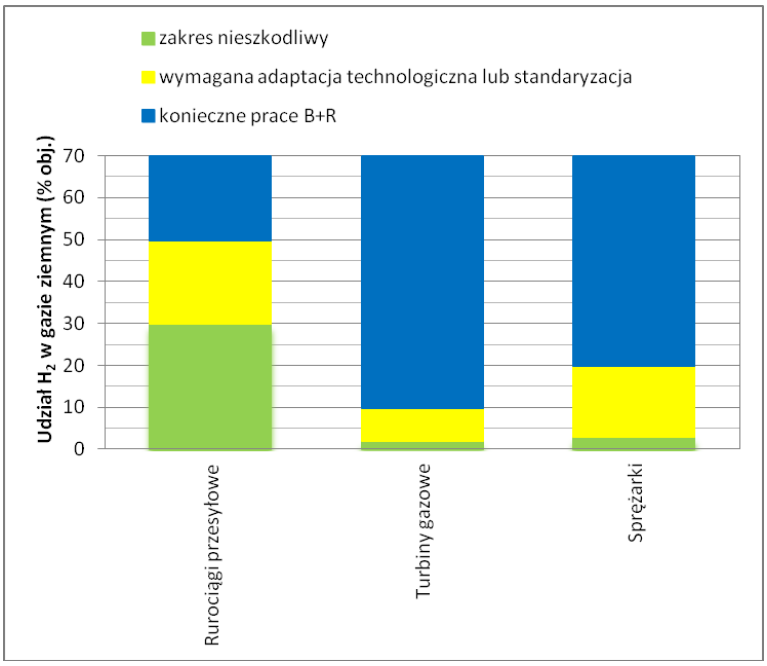
Na rys. 2. przestawiono rezultaty ww. prac w odniesieniu do procesów związanych z transportem gazu. Zawartości wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym uważane jako „niekrytyczne" zmieniały się od 50% dla materiału rurociągu, poprzez 20% w odniesieniu do pracy sprężarki, do 10% w odniesieniu do pracy turbiny gazowej.

Obecność wodoru w metalach i stopach powoduje niekorzystny wpływ na ich właściwości fizyczne, mechaniczne i elektrochemiczne, objawiający się m.in. zmniejszoną wytrzymałością mechaniczną i zwiększoną kruchością. Ponadto, wodór intensyfikuje przebieg procesów korozji stali i stopów. Pod wpływem oddziaływania wodoru w różny sposób przebiegają też procesy ich niszczenia. Wodór który przeniknął do stali w znacznym stopniu zmienia jej właściwości mechaniczno-użytkowe, a stopień tych zmian jest zależny m.in. od składu chemicznego stali, mikrostruktury, stopnia zanieczyszczenia, a także od rodzaju zastosowanej obróbki cieplnej i mechanicznej, któremu została poddana. Nawodorowanie wywiera największy wpływ na jej właściwości wytrzymałościowe i plastyczne.

Wodór ze względu na małą średnicę atomu łatwo dyfunduje w strukturach krystalicznych żelaza nawet w temperaturze pokojowej. Badania wykazały, że przenikanie i dyfuzja wodoru w dużej mierze uzależniona jest od: struktury metalu, strumienia przenikania wodoru, temperatury, ciśnienia, stanu powierzchni, pierwiastków chemicznych znajdujących się w strukturze stali, a także stanu naprężenia. Wodór oddziałuje z defektami struktury, takimi jak dyslokacje, granice ziaren i faz oraz wtrącenia niemetaliczne. Oddziaływanie to, nazywane od mechanizmu działania, jako pułapkowanie, w znacznym stopniu modyfikuje transport wodoru i wpływa na przebieg niszczenia wodorowego metali.

Turbiny gazowe wyposażone w niskoemisyjne palniki z wstępnym wymieszaniem paliwa mogą być wrażliwe na obecność wodoru w paliwie, dlatego aktualnie dopuszczalny udział wodoru w paliwie ograniczono do 5%obj., a czasami nawet do 1%obj. Należy jednak podkreślić, że istnieje duży potencjał podniesienia ww. limitów, przykładowo niektórzy producenci turbin, np. Solar, Siemens, deklarują dopuszczalny udział wodoru w paliwie na

poziomie odpowiednio 4%obj. oraz 15%obj. Ograniczenia w przypadku sprężarek dotyczą przede wszystkim koniecznego wzrostu strumienia gazu (przepustowości) kompensującego spadki kaloryczności mieszaniny gaz ziemny-wodór, w związku z koniecznością dostarczenia jednakowego strumienia energii (mocy zamówionej) przez system przesyłowy.



Rys. 2. Wrażliwość elementów systemu przesyłowego gazu na zawartość H_2 w gazie ziemnym [6]

Roczne zużycie gazu w Polsce kształtuje się na poziomie 180 TWh (około 16 mld m^3). Przy tym poziomie zużycia jedynym dostępnym rozwiązaniem jeśli chodzi o długoterminowe magazynowanie gazu w odpowiedzi na sezonową nierównomierność zużycia jest zastosowanie podziemnych magazynów gazu. Problem nierównomierności dotyczy również zużycia energii elektrycznej, a zwiększone zapotrzebowanie na tzw. szczytowe moce wytwórcze pojawia się w przypadku dużego udziału źródeł odnawialnych w bilansie wytwarzania energii. Przykładowo w Niemczech propnozuje się, żeprzy 80% udziale odnawialnych źródeł energii w bilansie wytwarzania energii (rok 2050), zapotrzebowanie na długoterminową pojemność magazynową (odpowiednio 17 dni) będzie wynosiło 7,5 TWh [8]. Technologie *Power-to-gas* w połączeniu z podziemnym magazynowaniem wodoru lub mieszanin gaz ziemny-wodór są aktualnie jedynym rozważanym rozwiązaniem przy tej skali pojemnościach magazynowych i przyjętym horyzoncie czasowym.

Wrażliwość elementów systemu magazynowania na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym przedstawiono na rys. 3. Doświadczenia zebrane przy magazynowaniu gazu miejskiego, zawierającego do 90% wodoru na poczatku at 90. Pokazują techniczną możliwość Największe problemy dotyczą magazynowania w strukturach zawodnionych, m.in. z uwagi na nieszczelności, ryzyko tworzenia się hydratów, sprzyjanie środowiska wilgotnego rozwojowi mikroorganizmów i procesowi korozji.

Wrażliwość aparatury kontrolo-pomiarowej na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym przedstawiono na rys. 4. Problemy dotyczą głównie przeliczników objętości oraz chromatografów gazowych. W przypadku układów

korekcyjnych, stosowane obecnie procedury wyznaczania współczynnika ściśliwości w oparciu o wirialne równanie stanu (SGERG-88 oraz AGA8-DC92) posiadają ograniczenia jeśli chodzi o udział wodoru w mieszaninie gazu ziemnego na poziomie 10%. Nowsze równanie stanu (GERG 2004) nie narzuca tego typu ograniczenia i pozwala na wyznaczenie gęstość dwuskładniokowej mieszaniny metan-wodór z niepewnością ±(0,07-0,1)% przy udziale molowym wodoru (15-75)% i w szerokim zakresie wartości temperatury i ciśnienia.

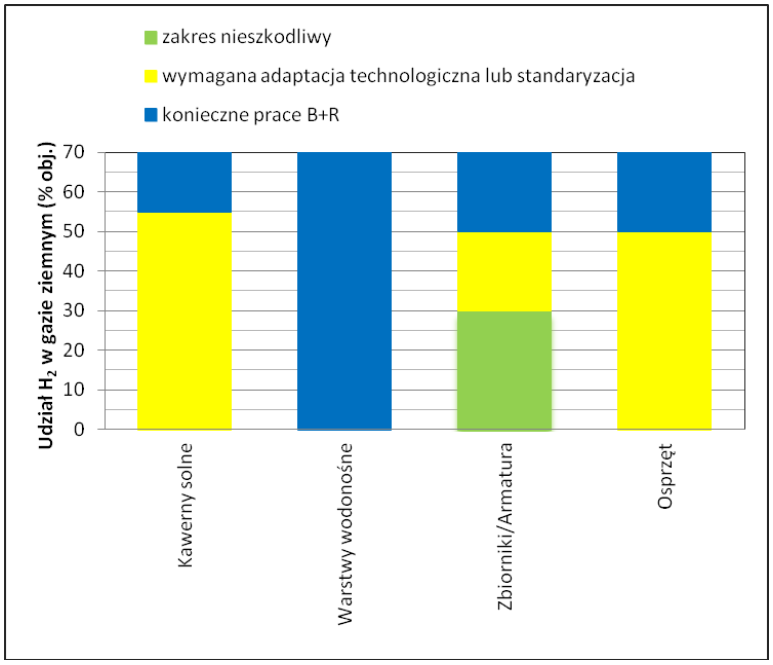
Największym problemem w obszarze urządzeń pomiarowych jest brak możliwości pomiaru obecności wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym przy wyznazczaniu składu gazu ziemnego na potrzeby pomiaru kaloryczności we wszystkich chromatografach procesowych zainstalowanych przed 2013 r. W urządzeniach tych niemiecka administracja miar (PtB) narzuca górny limit udziału wodoru w mieszaninie na poziomie 0,2% [9].

Na rys. 5. przestawiono wyniki badań w oceny wpływu podyższonych ilości wodoru w gazie ziemnym w systamach dystrybucyjnych. Rozwiązania techniczne stosowane w systemach dystrybucyjne nie stwarzają przeszkód w zwiększeniu udziału wodoru w gazie ziemnym. Sygnalizowane 15% ograniczenie na udział wodoru w ogranicznikach przepływu wynika ze zmiany kaloryczności i strumienia gazu, powodujących wzost prędkości przepływu strumienia w celu dostarczenia jednakowej ilości energii. Przykładowo mieszanina metan/wodór o udziałach masowych 85%/15% w sieciach dystrybucyjnych niskiego i średniego ciśnienia (nadciśnienie odpowiednio 10 i 400 kPa) będzie miała 1,7 razy większą prędkość przepływu w porównaniu z czystym metanem przy założeniu jednakowego strumienia energii dostarczanego gazu.

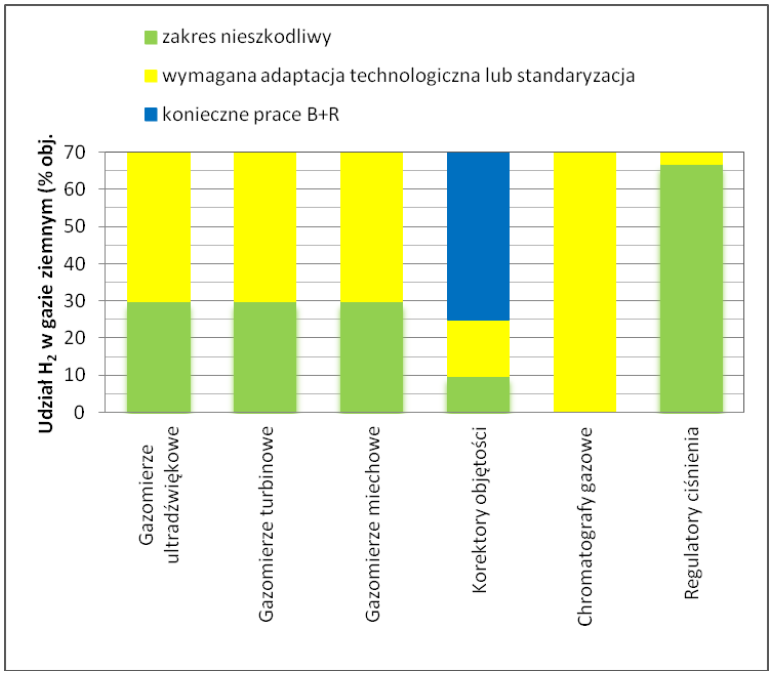
Wyniki badań wrażliwości odbiorników gazu na podwyższone udziały wodoru przedstawiono na rys. 6. Doświadczenia eksploatacyjne floty autobusów CNG w Szwecji (Malmö) pokazują, że domieszka 8%obj. wodoru do gazu ziemnego nie stanowi obecnie problemu, z perspektywą zwiększenia udziału do 20%. Istotny problem stanowi ograniczenie 2%obj. dla stalowych zbiorników w pojazdach zasilanych, zalecane w normie DIN 51624. Rozwiązaniem jest oczywiście zastosowanie zbiorników kompozytowych. Palniki kotłów i kuchni gazowych są przygotowane do spalania mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, przy udziale wodoru do 10%obj. Wyższy udział wodoru wymaga regulacji urządzeń (np. wymiana dyszy w kuchni gazowej) w celu uzyskania jednakowej mocy palnika. W przypadku tłokowych silników spalinowych pracujących w układach kogeneracyjnych większe prędkości propagacji płonienia mieszanin gazu ziemnego z wodorem mają pozytywny wpływ na sprawność silnika i jednocześnie negatywny na poziom emisji tlenków azotu, jednak przy udziale wodoru nie przekraczającym 15%obj. ww. efekty nie są znaczące.

W związku z brakiem wytycznych odnośnie projektowania i budowy instalacji *Power-to-gas* opracowano nowy standard DVGW G 265-3 dotyczący projektowania i budowy instalacji zatłaczania wodoru do sieci gazowej. Kwestie dostarczania wodoru do sieci poruszane są również w standardzie DVGW G 262, dotyczącym zatłaczania biometanu [8].

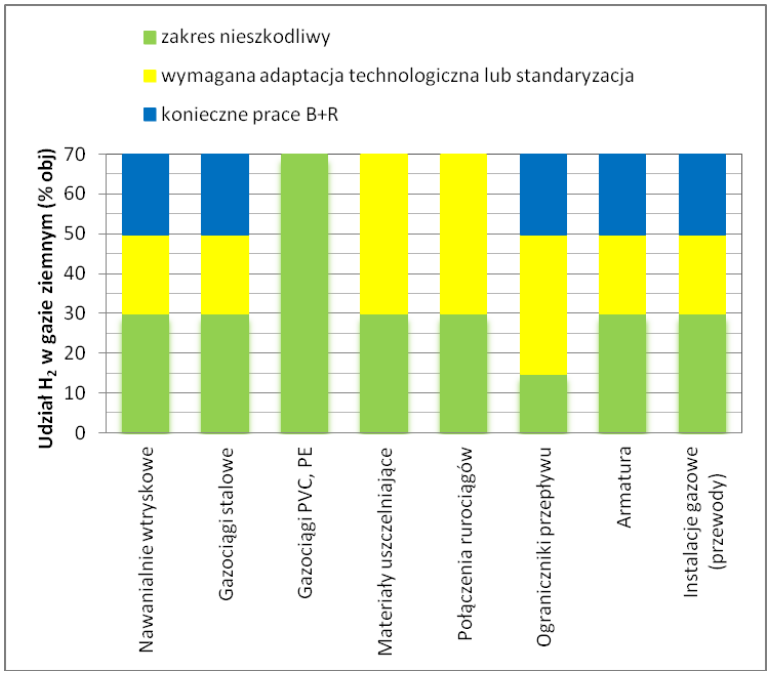
Przykładem pierwszej na skalę przemysłową instalacji zatłaczającej wodór do sieci gazowej jest instalacja należąca do E. ON. w Falkenhagen we wschodnich Niemczech [10]. Otwarta w 2013 roku instalacja o mocy 2MW wytwarza nominalnie 360 m^3/h wodoru zatłaczanego do regionalnej sieci przesyłowej, której operatorem jest ONTRAS Gastransport. Zgodnie z materiałami prasowymi inwestora, nakłady inwestycyjne na budowę instalacji przekroczyły 5 mln. €.



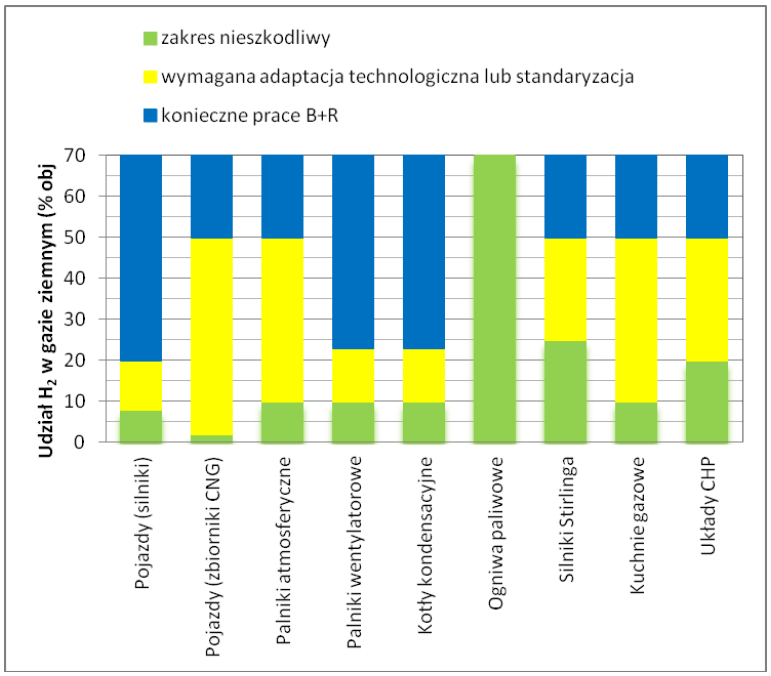
Rys. 3. Wrażliwość elementów systemu magazynowania na zawartość H_2 w gazie ziemnym [6].



Rys. 4. Wrażliwość urządzeń pomiarowych i regulacyjnych na zawartość H_2 w gazie ziemnym [6].



Rys. 5. Wrażliwość elementów systemu dystrybucyjnego na zawartość H_2 w gazie ziemnym [6].



Rys. 6. Wrażliwość odbiorników gazu na zawartość H_2 w gazie ziemnym [6]

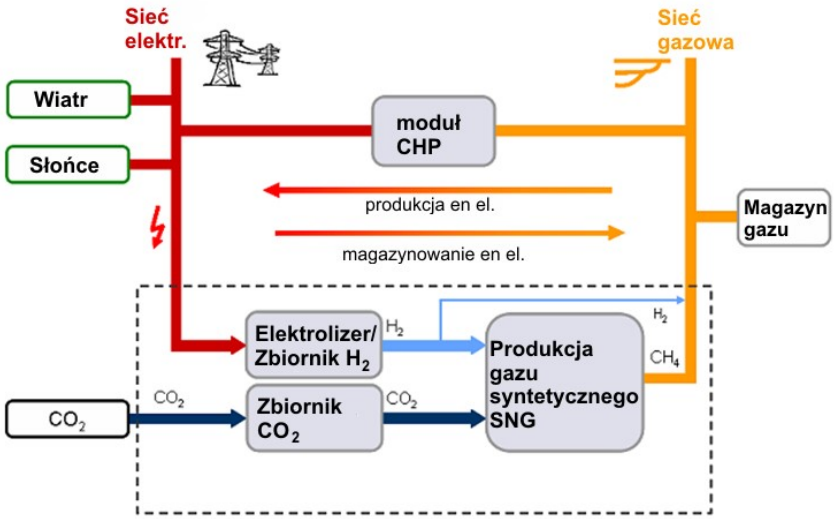


Rys. 7. Instalacja Power-to-gas w Falkenhagen, Niemcy (źr. E.ON)

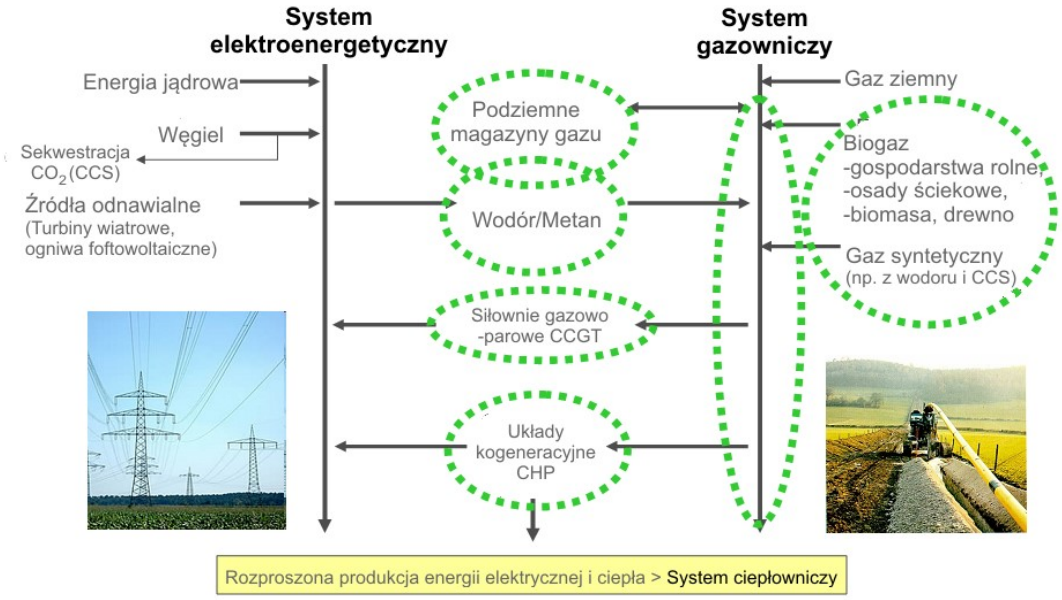
4 Metanizacja wodoru

Interesującą koncepcją rozwiązania problemu ograniczeń ilości wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym na potrzeby magazynowania energii odnawialnej w sieci gazowej jest wykorzystanie dwutlenku węgla do metanizacji wodoru. Rozważana jest przede wszystkim reakcja Sabatiera [11], a także procesy metanogenezy biologicznej (przy udziale bakterii metanogennych) [12].

Przy produkcji metanu z wodoru mógłby być wykorzystany dwutlenek węgla obecny w spalinach z silników tłokowych i turbin gazowych, pracujących w układach CHP lub CCGT w energetyce. Jednocześnie zwiększenie udziału gazowych układów kogeneracyjnych CHP współpracujących z siecią ciepłowniczą, kosztem węglowych źródeł ciepła, pozwoli na dalsze ograniczenie emisyjności w sektorze ciepłowniczym. Zarysowana w ten sposób koncepcja, abstrahując od wysokich nakładów inwestycyjnych, prowadziłaby jednocześnie do rozwiązania problemu niskiej akceptacji technologii CCS (wychwytywania i składowania CO_2), której rozwój i komercjalizacja napotyka na silne bariery ze względu na problemy z akceptacją ze strony opinii publicznej.



Rys. 8. Ideowy schemat procesu metanizacji wodoru w technologii Power-To-Gas



Rys. 9. Konwergencja systemu elektroenergetycznego, gazowniczego i ciepłowniczego

5 Konwergencja systemów elektroenergetycznych, gazowniczych i ciepłowniczych

Drugim, znacznie prostszym rozwiązaniem, prowadzącym również do integracji systemów elektroenergetycznego i gazowniczego, jest wykorzystanie nadwyżek energii odnawialnej w elektrycznych podgrzewaczach ciepłej wody użytkowej, zasilanych do tej pory przede wszystkim ciepłem z kotłów gazowych. W okresie nadwyżek energii wiatrowej, odpowiednio zaprogramowany sterownik wysyłałby informację o odcięciu zasilania

podgrzewacza ciepłem z kotła gazowego, i do podgrzewania wody wykorzystywana byłaby energia elektryczna produkowana ze źródeł odnawialnych. Rozwiązania te, znane pod nazwą *Power-to-heat*, mogą być stosowane w systemach rozproszonych (u odbiorców komunalnych gazu ziemnego) jak również w zasobnikach ciepła systemów ciepłowniczych.

6 Wnioski

W referacie przestawiono wybrane projekty demonstracyjne technologii *Power-to-gas* i omówiono problemy związane z wrażliwością poszczególnych elementów sytemu gazowniczego na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym.

Oprócz turbin gazowych, elementami w których podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym niesie największe ryzyko są: podziemne magazyny gazu (szczególnie w strukturach zawodnionych, ze względu na potencjalne oddziaływanie wodoru na strukturę geologiczną), urządzenia pomiarowe (chromatografy procesowe nie dostosowane do nowego składu mieszaniny węglowodorów i przeliczniki objętości), oraz pojazdy CNG (problemy eksploatacyjne stalowych zbiorników na CNG). Ogólnie, ilość wodoru, który może być bezpiecznie dodany do gazu ziemnego, w dużym stopniu zależy od składu gazu w punkcie zatłaczania, oraz od rodzaju urządzeń końcowych (odbiorników gazu) zainstalowanych w punktach wyjścia systemu (u odbiorców). W przypadku ryzyka przekroczenia dopuszczalnych udziałów wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym, wodór można poddać procesowi metanizacji, polegającemu na wytwarzaniu syntetycznego gazu ziemnego (SNG), który może być dostarczany do sieci gazowej w nieograniczonych ilościach, przy założeniu, że dysponujemy siecią o odpowiedniej przepustowości i akumulacyjności.

Podziękowania

Autorzy dziękują konsorcjum programu Blue Gas w projekcie ResDev za wsparcie w finansowaniu prac.

Bibliografia

[1] Gahleitner G., *Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications*. International Journal of Hydrogen Energy 2013; 3:2039-2061

[2] Grond L., Schulze P., Holstein J., *Systems analyses Power to Gas: A technology review*, TKI Gas project TKIG01038, DNV GL (2014) <http://www.europeanpowertogas.com/documents> [dostęp marzec 2016]

[3] Cudny M., *Technologie power to gas*, Praca dyplomowa magisterska, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska (2015)

[4] Schiebahn S., Grube T., Robinius M., Tietze V., Kumar B., Stolten D., *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*, International Journal of Hydrogen Energy 2015; 12: 4285–4294

[5] Altfeld K., Pinchbeck D., *Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems*, DIV Deutscher Industrieverlag, gas for energy 03/2013

[6] Müller-Syring G., Henel M., Köppel W., Mlaker H., Sterner, M. Höcher, *T., Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. DVGW-Projekt G1-07-10, (2013)
[7] Melaina M. W., Antonia O., Penev M., *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues Technical*, Report NREL/TP-5600-51995, National Renewable Energy Laboratory (2013)
[8] Adamek F. i in. Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, VDE-Studie, Frankfurt (2012).
[9] Spohn D., Klaas E., IGU Working Committee 4 "Distribution" 2012-2015 Triennium Work Report, World Gas Conference, Paris (2015)
[10] Schneider G. Storage of wind power in natural gas grids - „Power to Gas" Falkenhagen, w materiałach: European Gas Technology Conference EGATEC2013, Paryż (2013)
[11] Schaaf T., Grünig J., Schuster M.R., Rothenfluh T., Orth A. Methanation of CO_2 - storage of renewable energy in a gas distribution system, Energy, Sustainability and Society 2014; 3:2-14
[12] Reuter M. Power *to Gas: Microbial Methanation, a Flexible and Highly Efficient Method*, Microb Energy GmbH; Viessmann; w materiałach: Group Exhibit Hydrogen + Fuel Cells, Hannover Messe (2013)