



AGH

**AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA
IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE**

Podziemne magazynowanie wodoru i 'zielonego' gazu ziemnego w Polsce i Europie - stan obecny i perspektywy

Stanisław Nagy, Jerzy M. Stopa

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu



Wizja energetyki przyszłości

- Prognozowany dalszy wzrost zużycia energii
- Polityka klimatyczna:
 - zeroemisyjna energetyka vs. dostęp do energii „tu i teraz”
 - Niezależność energetyczna vs. ekonomika
- Akceptacja społeczna technologii energetycznych
- Mix energetyczny przyszłości:
 - Dywersyfikacja (wybór vs. dostęp do surowców)
 - Malejąca, nadal istotna rola paliw kopalnych
 - Wzrost znaczenia energii odnawialnej (najszybszy energii wiatrowej i fotowoltaiki) i elektryczności
 - Nowe technologie

Problem dostępu do źródeł energii



- Seszele: 91%-99% - paliwa kopalne, głównie ropa naftowa, 9% - 1% - energia odnawialna
- Malediwy, najwyższy pkt 2 m n.p.m.: 96% - paliwa kopalne, 4% - energia odnawialna

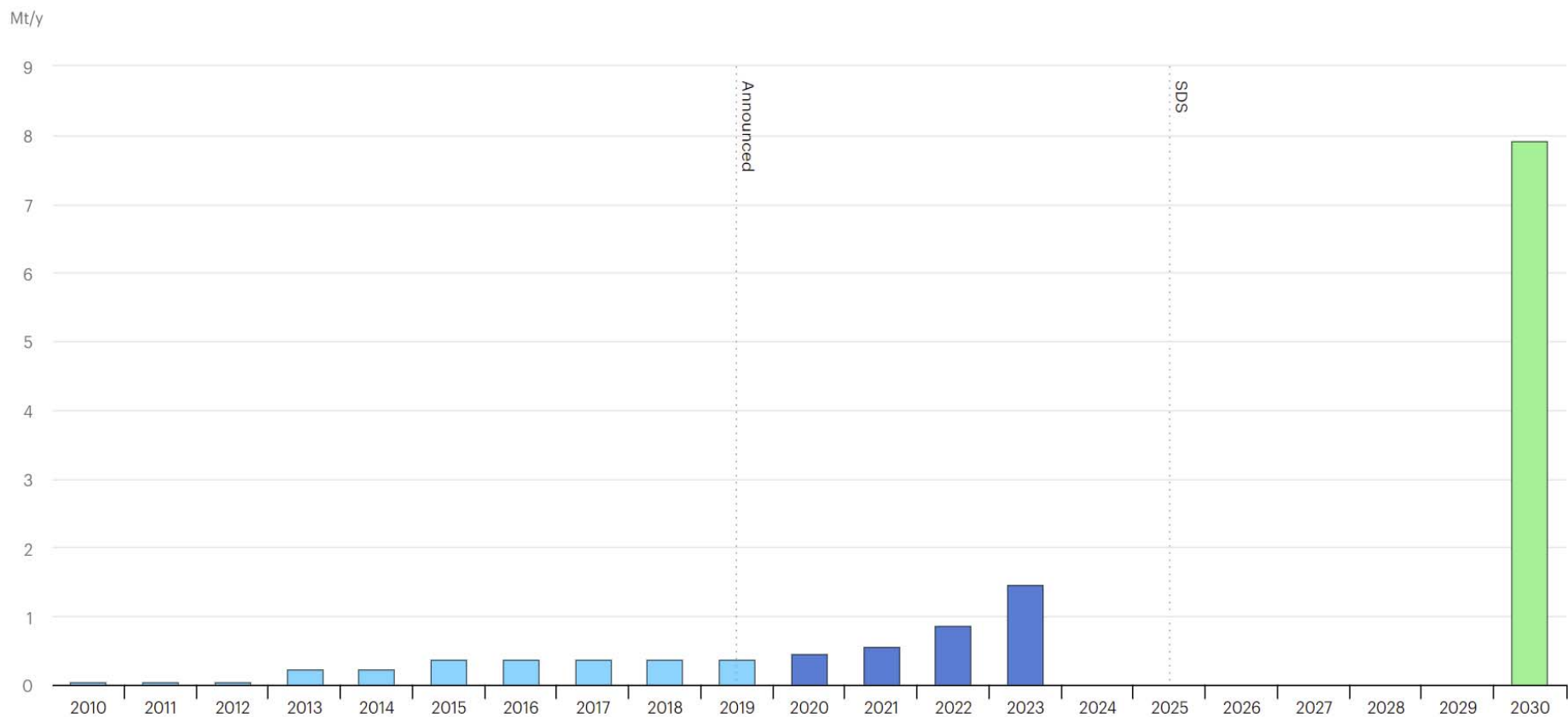


Energetyka przyszłości

- **Niepewność**
- **Różne możliwe scenariusze**
- **Paradygmat energetyki wodorowej**
- **Nierozwiązany problem wielkoskalowego magazynowania energii – aktualnie stabilizacja niedoboru energii ze źródeł odnawialnych przez gaz i węgiel**



Produkcja wodoru, historia i prognoza



Źródło: IEA 2021

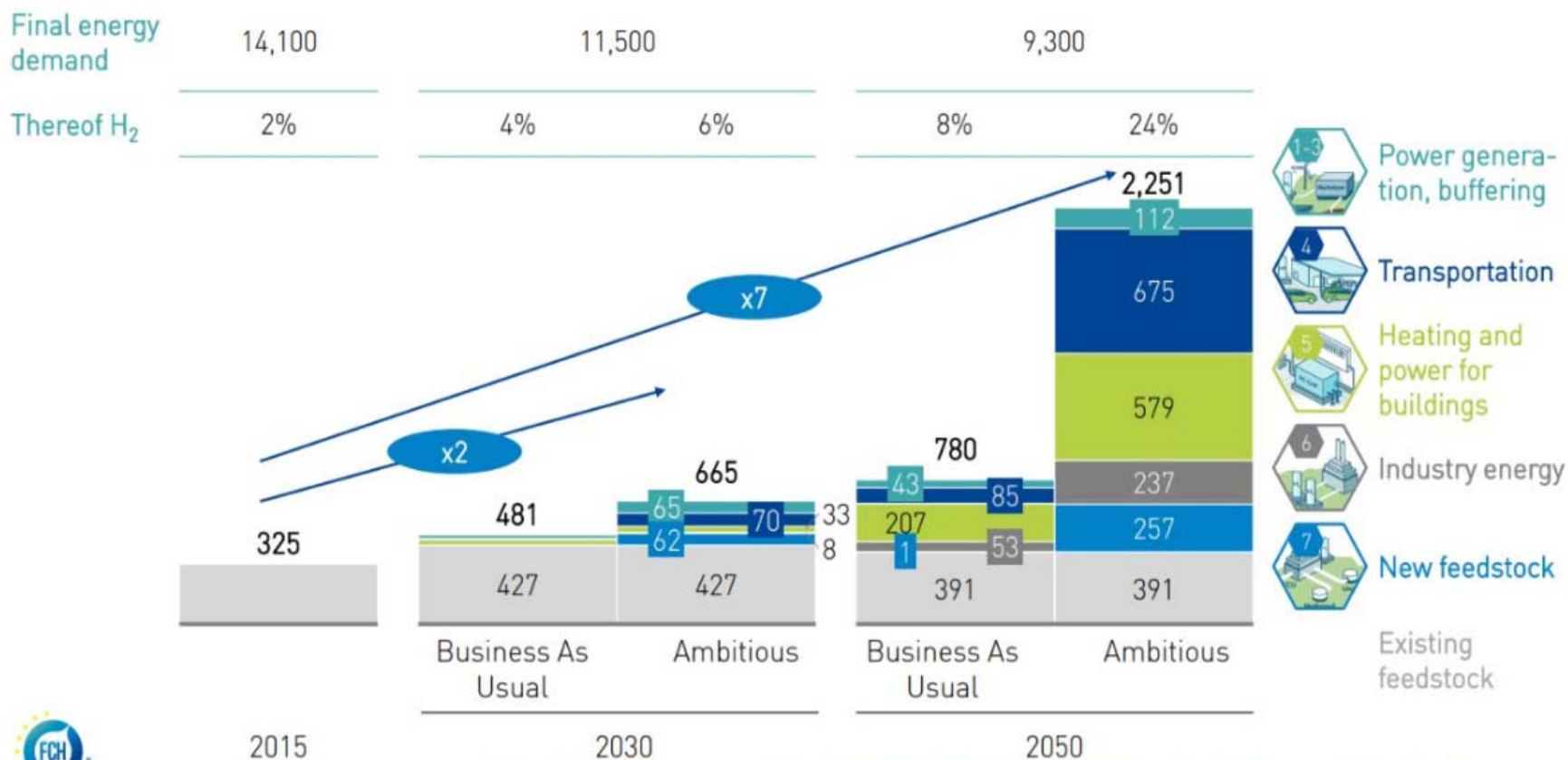


Prognozy (wizje?) Udział wodoru: 6% w 2030, 24% w 2050

ROADMAP

HYDROGEN COULD PROVIDE UP TO 24% OF TOTAL ENERGY DEMAND, OR UP TO ~2,250 TWH OF ENERGY IN THE EU BY 2050

TWh



SOURCE: Hydrogen Roadmap Europe team

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

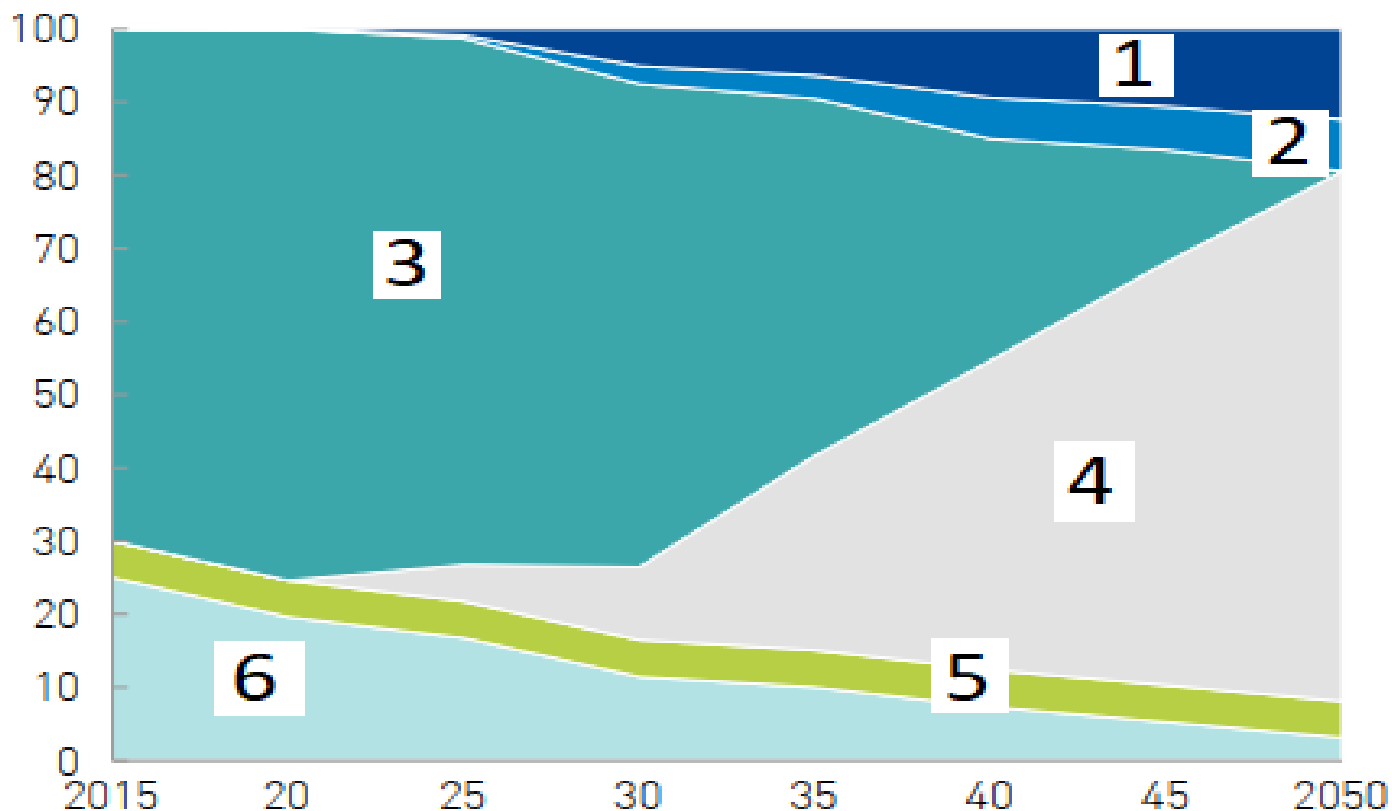


Scenariusz dla Europy – wodór produkowany z metanu

Założenia:

- SMR/ATR z CCS jest najbardziej (opłacalną) efektywną metodą produkcji wodoru
- CCS jest wykonalne i politycznie akceptowane
- Elektroliza stosowana jest głównie do produkcji regionalnej (np. stacje tankowania pojazdów) i zasilana bezpośrednio z odnawialnych źródeł energii

Prognozowana struktura (%) produkcji wodoru w scenariuszu opartym na gazie ziemnym.

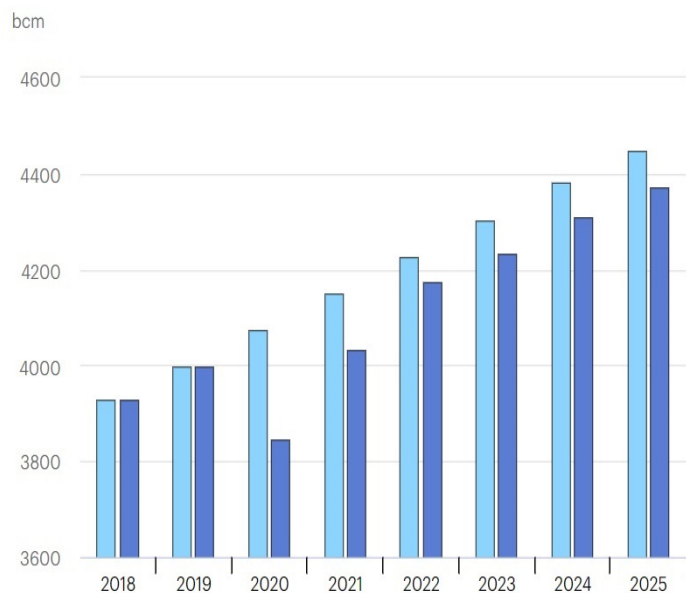


1-elektroliza scentralizowana, 2- elektroliza lokalna, 3 – SMR/ATR z gazu ziemnego bez CCS, 4 - SMR/ATR z gazu ziemnego+CCS, 5 - SMR/ATR z biogazu, 6 – produkt uboczny z innych procesów (opracowano na podstawie danych z fch.europa.eu)

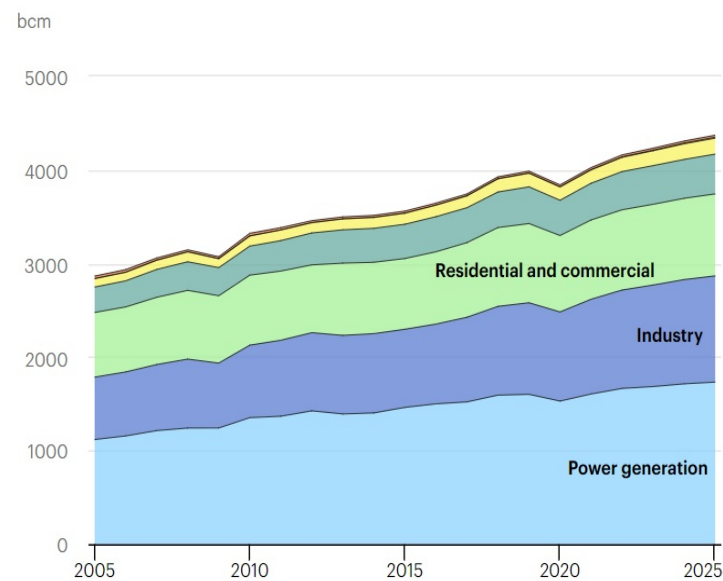


Prognozy zużycia gazu jako „paliwa pomostowego”, wpływ COVID19

Global gas demand in initial and revised forecasts, 2019-2025



Global natural gas demand per sector, 2005-2025



IEA. All Rights Reserved

IEA. All Rights Reserved

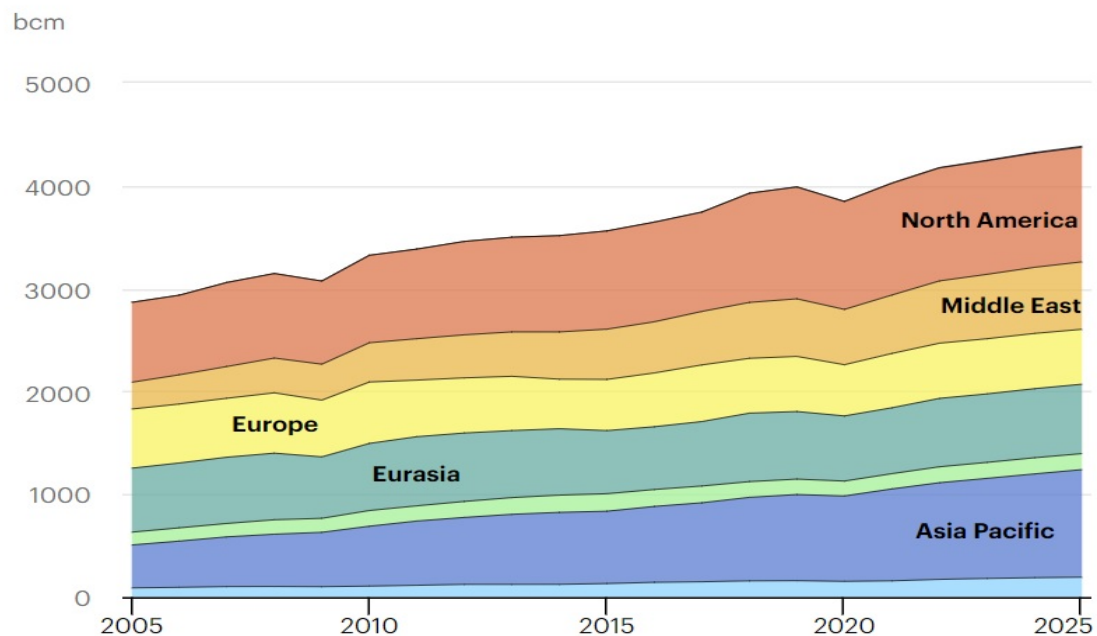
● Initial forecast ● Revised forecast

● Power generation ● Industry ● Residential and commercial ● Energy industry own use
 ● Transport (including pipeline) ● International marine bunkers ● Losses



Regionalne prognozy zużycia gazu

Global natural gas demand per region, 2005-2025



IEA. All Rights Reserved

- Africa
- Asia Pacific
- Central and South America
- Eurasia
- Europe
- Middle East
- North America
- International marine bunkers



Wzrost znaczenia CCS/CCUS ?

- Emisja CO₂
 - Spalanie gazu ziemnego ok. 55,41 kg/GJ wytworzonej energii.
 - spalanie węgla kamiennego 93,63 kg/GJ

(wg danych KOBIZE do raportowania w Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2020)
- Sekwestracja CO₂ ze spalania gazu w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej energetyki gazowej
- Sekwestracja CO₂ z produkcji niebieskiego wodoru (z gazu ziemnego): 5,5-9 kg_CO₂/kg_H₂
- Sekwestracja CO₂ z produkcji szarego wodoru (z węgla): 20kg_CO₂/kg_H₂



Problem neutralności klimatycznej energetyki gazowej

- Koncepcja zero-emisyjnego systemu wytwarzania energii z gazu ziemnego poprzez wychwyt CO₂ w miejscu jego wytworzenia
 - Opcja CCS - magazynowanie
 - Opcja CCUS - metanizacja
- Konieczność zbadania możliwości wykorzystania szcerpanych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce jako wielkoskalowych reaktorów „bio-geo-chemicznych”



Doświadczenia i nowe projekty CO₂/H₂

- **Magazynowanie wodoru + proces metanizacji**
 - **Gaz „miejski” (zawartość H₂:25%-60%)**
 - Do 1990 – D, F, CS, PL, USA
 - Obserwowano zmiany składu gazu
 - **Złoże gazu Lehen (Austria, 2017)**
 - 10% H₂+gaz naturalny, 1,2 mln. m³ zatłoczono
 - Korzystne zmiany składu gazu po 1 cyklu zat./odb. W wyniku mieszania i metanizacji (3% H₂)
 - Odzyskano 82% zatłoczonego H₂
 - Od 2021 planowane użycie 2 otworów – proces metanizacji

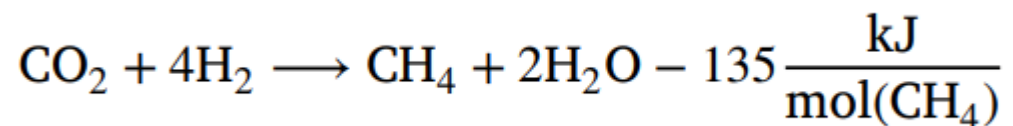
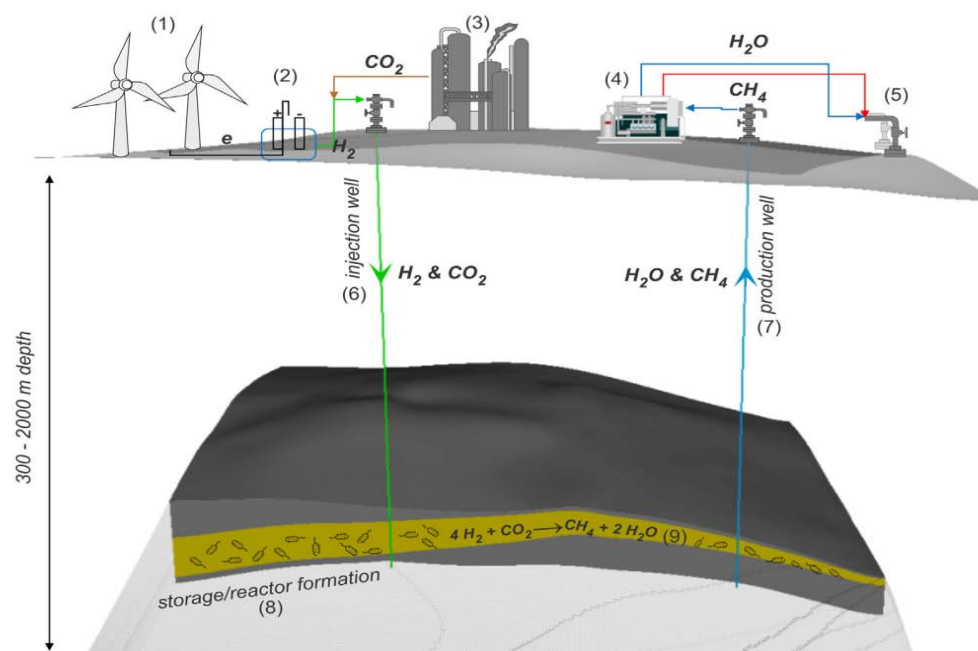
Magazynowanie wodoru w złożu gazu

Schemat procesu bio-metanizacji

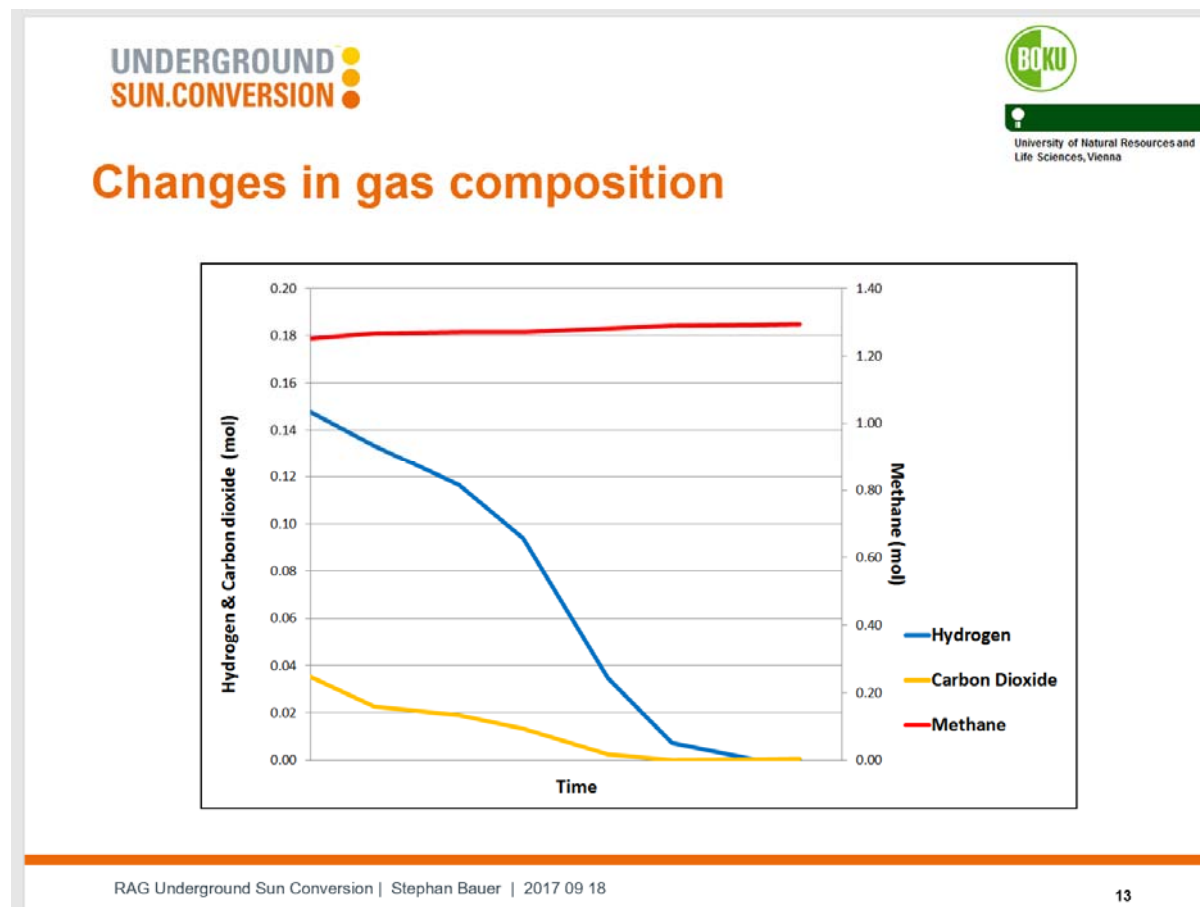
Struktura o poj. czynnej 850 mln m³ mogłaby dać 160 mln m³ CH₄ (wg. poniższego źródła)

G. Strobel et al.

Renewable and Sustainable Energy Reviews 123 (2020) 109747



Wyniki testu pilotującego bio- metanizacji na złożu gazu w Austrii





Wielkoskalowy projekt Hychico – Argentyna

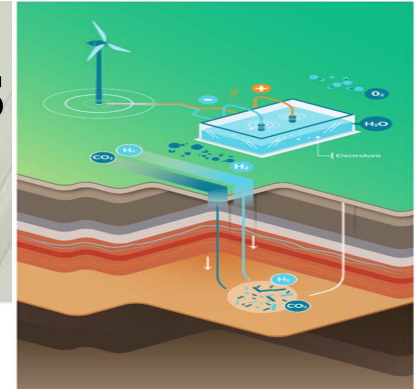
- Złoże gazu na głębokości. 815m
- Elektrownia wiatrowa o mocy 6,3 MW
- Od 2010 elektroliza i produkcja wodoru –
120m³ H₂ /hr (ok. 0,4MW) + 60 Nm³O₂/hr
- Zatlaczanie H₂+CH₄ do złoża gazu + wydobywanie gazu i spalanie w celu produkcji energii elektrycznej aktualnie 1,4 MW(docelowo: 10MW-30MW)
- Osiągnięto max. koncentrację H₂ ok. 42%
- Zatlaczanie H₂+CO₂ w celu metanizacji
- Osiągnięto koncentrację H₂ w złożu 10%

<http://www.hychico.com.ar>



Projekty CO₂/H₂ – EOR/EGR/CCS

$4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$



- **Złoże węglowodorów jako reaktor geochemiczny z wykorzystaniem naturalnej energii termalnej**
- Brak doświadczeń w zakresie wykorzystania złóż ropy: CO₂/H₂-EOR
- Aktualnie efektywność wydobywania ropy wynosi na świecie średnio 30% (w Polsce mniej)
- Projekt pilotujący na złożu gazu/ropy naftowej:
 - Faza 1: CO₂/H₂ – EOR-EGR/Metanizacja
 - Faza 2: Magazynowanie H₂ lub CCS
- Konieczność wstępnych badań podstawowych



Konceptcja zero-emisyjnego projektu z wykorzystaniem wodoru na złożu węglowodorów

Wariant I

- **Spalanie gazu w celu wytworzenia energii elektrycznej + CCS**

Wariant II

- **Produkcja niebieskiego wodoru w procesach SMR/ATR + CCS**

OPCJA

- **Zatłaczanie CO₂+H₂ (zielony) do złoża**
- **Metanizacja w złożu z wykorzystaniem energii geotermalnej**

Projekt pilotujący możliwy do implementacji w dużej skali

Nastawienie społeczne do wytwarzania energii i CCS - świat

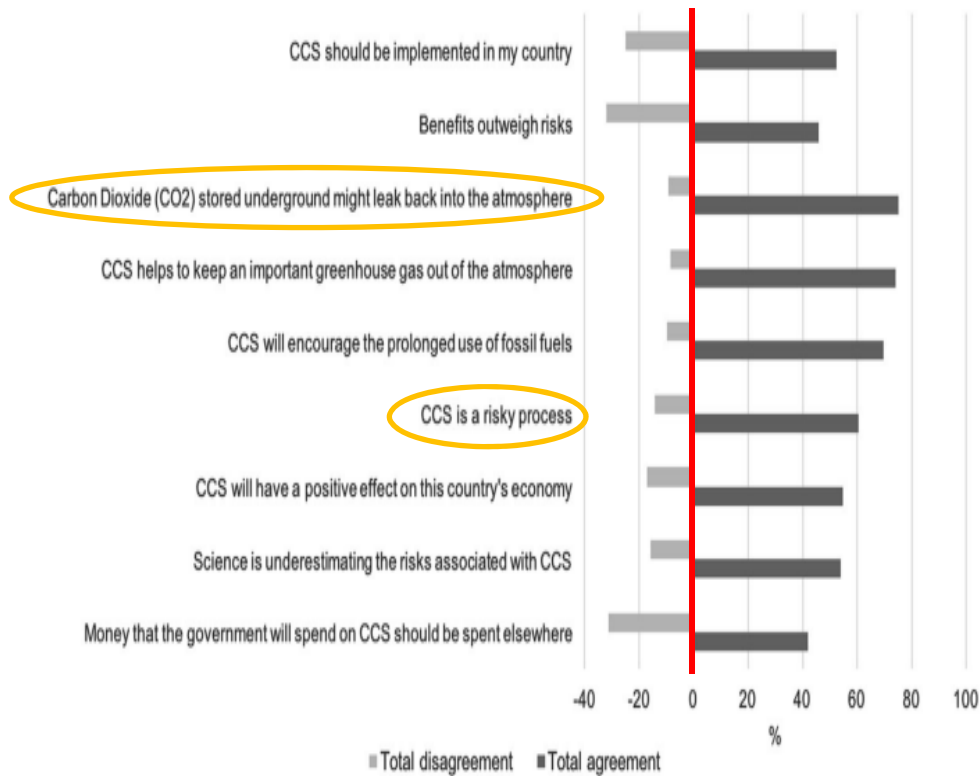


Fig. 3 Public attitudes to CCS

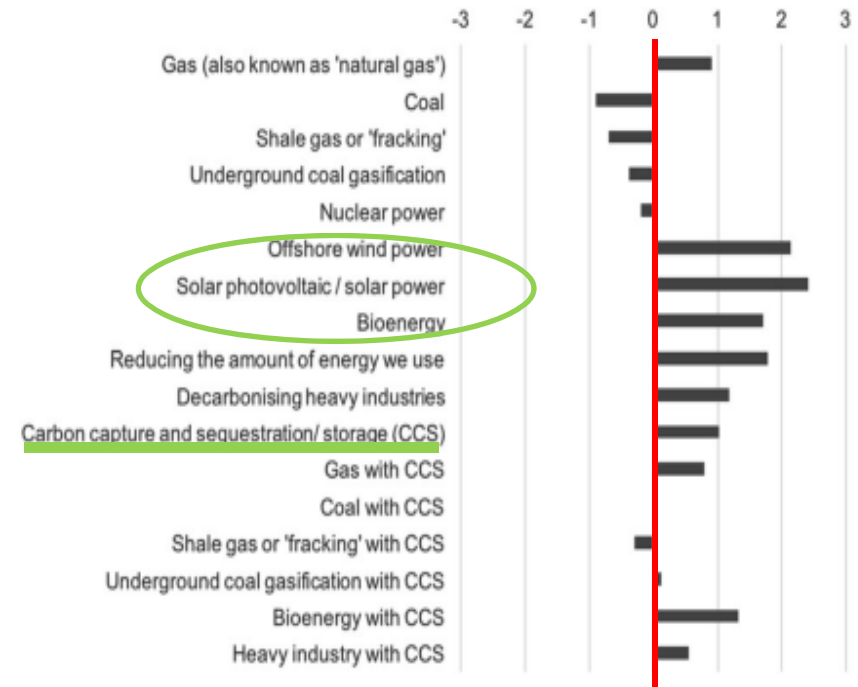


Fig. 4 Public support for energy sources and climate change mitigation options, including CCS



Problem akceptacji społecznej procesu składowania CO₂ - świat

- ✓ **Nastawienie do CCS jest zróżnicowane w zależności od kraju, regionu i poziomu świadomości ryzyka i wpływu na środowisko. CCU jest lepiej odbierane niż CCS**
 - **UK, Norwegia – zgoda na CCS (off shore)**
 - **Niemcy, Holandia – brak zgody na CCS (on shore)**
- ✓ **CCS odbierany jest jako zagrożenie dla zdrowia i środowiska**
 - **Transport (budowa rurociągów)**
 - **Magazynowanie**
(na poziomie eksperckim – well integrity, gas migration)

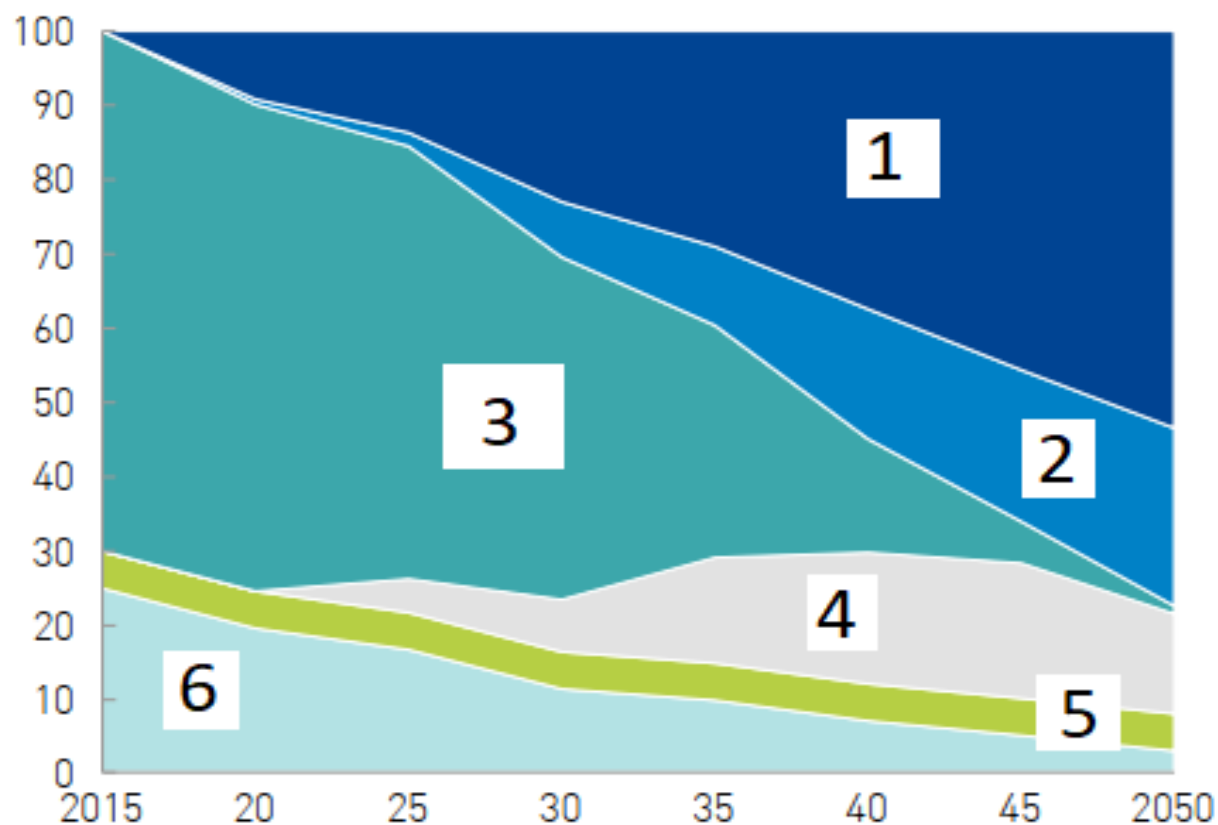


Technologie pozyskiwania wodoru – scenariusz dla Europy – dominuje OZE

- Znaczny spadek kosztów elektrolizy i koszt energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych
- Wystarczająca zdolność odnawialnych źródeł energii do zasilania elektrolizery/import ciekłego wodoru z regionów o odnawialnych zdolnościach
- Produkcja regionalna przynosi korzyści i świadczenie usług na rzecz sieci
- Mała akceptacja polityczna CCS



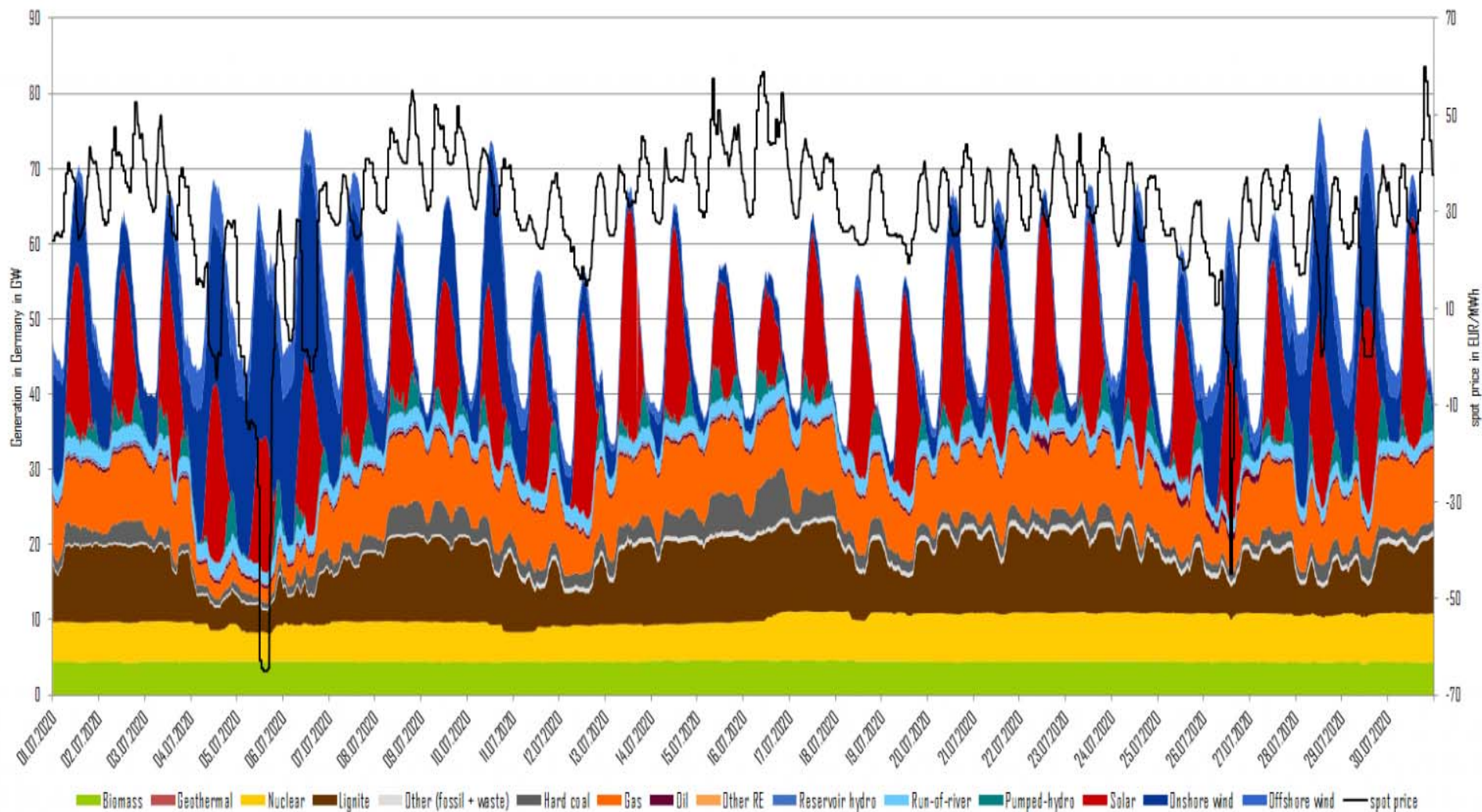
Prognozowana struktura (%) produkcji wodoru w danej technologii w scenariuszu opartym na OZE



1-elektroliza scentralizowana, 2- elektroliza lokalna, 3 – SMR/ATR z gazu ziemnego bez CCS, 4 - SMR/ATR z gazu ziemnego+CCS, 5 - SMR/ATR z biogazu, 6 – produkt uboczny z innych procesów (opracowano na podstawie danych z fch.europa.eu)

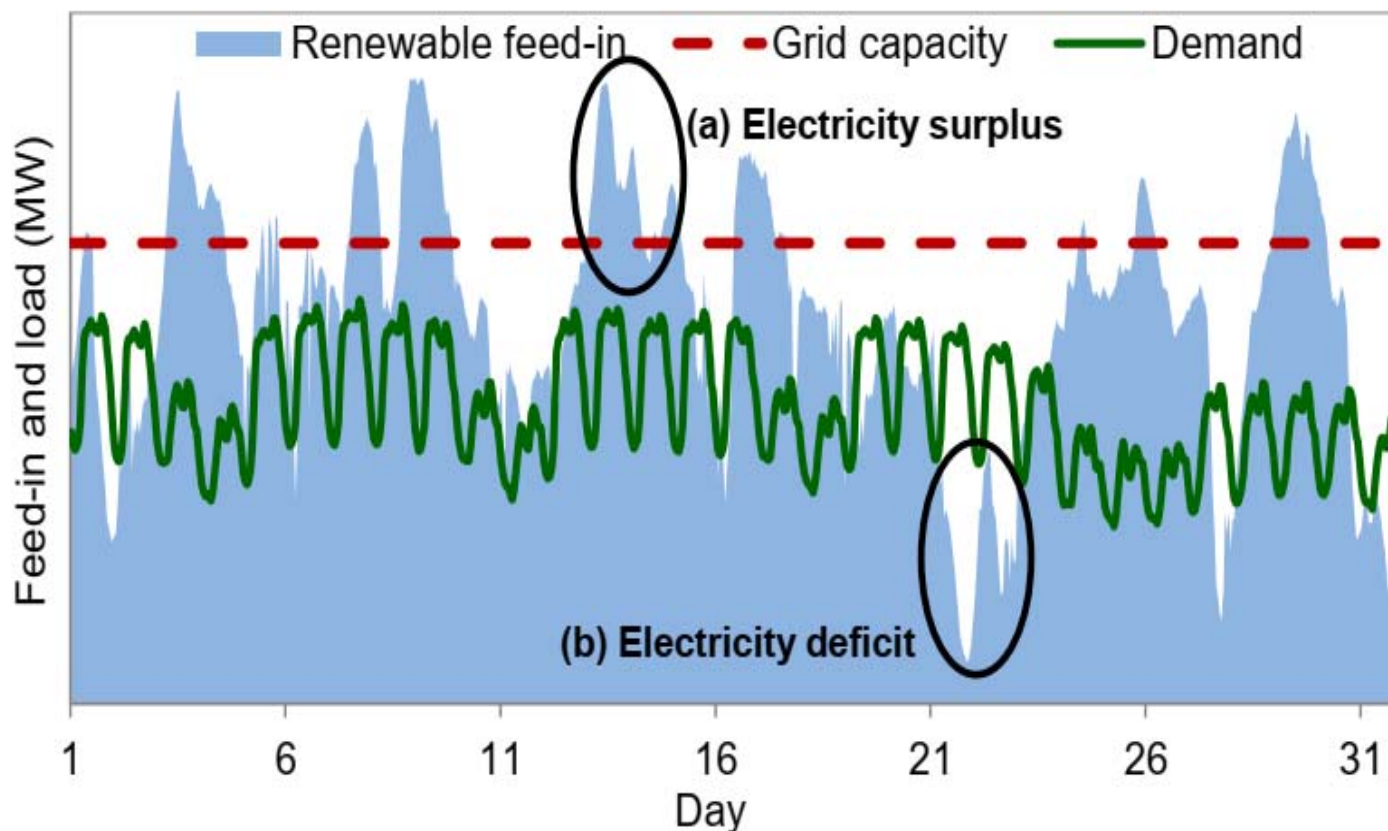


Konieczność magazynowania. Produkcja energii elektrycznej w Niemczech, VII.2020



Źródło: Energy Brainpool

Powstawanie nadwyżki mocy (a) i niedoboru (b) energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych



źródło: Jan Michalski, 'The Role of Energy Storage Technologies for the Integration of Renewable Electricity into the German Energy System', TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN, 2016, Doktors der Wirtschaftswissenschaften genehmigten Dissertation



Istniejące instalacje magazynowania wodoru

Parameter	Clemens Dome (US)	Moss Bluff (US)	Spindletop (US)	Teesside (UK)
Geology	Salt diapir	Salt diapir	Salt diapir	Bedded salt
Operator	Conoco Phillips	Praxair	Air Liquide	Sabir Petrochemicals
Start	1983	2007	2016	1972
Geom. vol. [m ³]	580,000	566,000	906,000	3 * 70,000
Avg. depth [m]	1,000	1,200	1,340	365
Press. range [bar]	70-137	55-152	68-202	45
Working volume [10 ⁶ m ³] (GWh _{LHV})	27.3 (81.9)	41.5 (124.5)	92.6 (277.8)	9.12 (27.36)

Pilot & Demonstration projects:

- RAG – SunStorage (Austria – gas field)
- HyChico (Argentina – gas field)
- Energystock - HyStock (Netherlands – salt cavern)
- Storengy - HyPster (France – salt cavern)

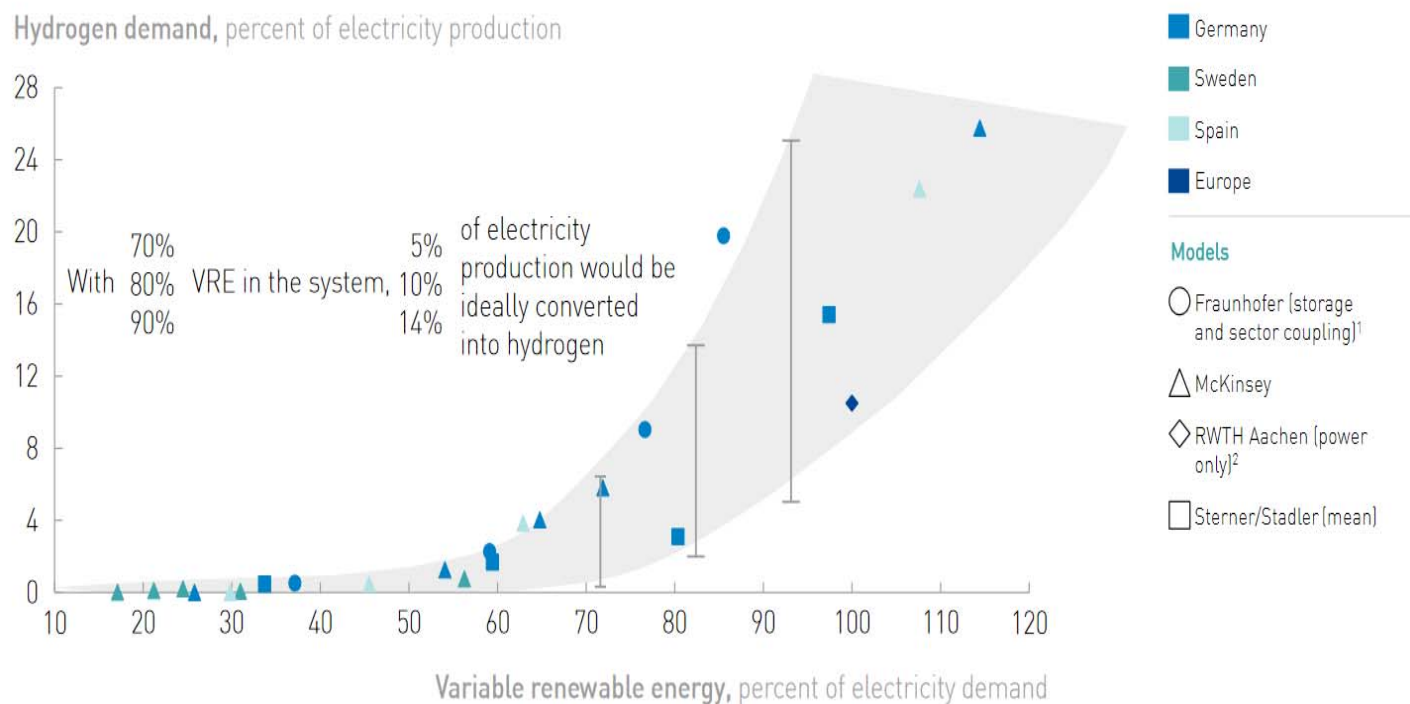


Wartość globalnego rynku magazynowania w 2019

- Dla wodoru ok. USD 12.5 mld i i charakteryzuje się trwałym trendem wzrostowym.
- Dla gazu naturalnego ponad USD 760 mld.
- Aktualnie przewiduje się wzrost wartości rynku magazynowania wodoru na poziomie 5.1% rocznie do 2027. Prognozowanie w dłuższej perspektywie czasowej jest ryzykowne

Źródło: Hydrogen Energy Storage Market Size, Share & Trends Analysis Report By Technology (Compression, Liquefaction, Material Based), By Physical State (Solid, Liquid, Gas), By Application, And Segment Forecasts, 2020 – 2027

Korelacja między udziałem źródeł odnawialnych (VRE - Variable Renewable Energy) w produkcji energii elektrycznej a zapotrzebowaniem na wodór. (źródło: www.fch.europa.eu)



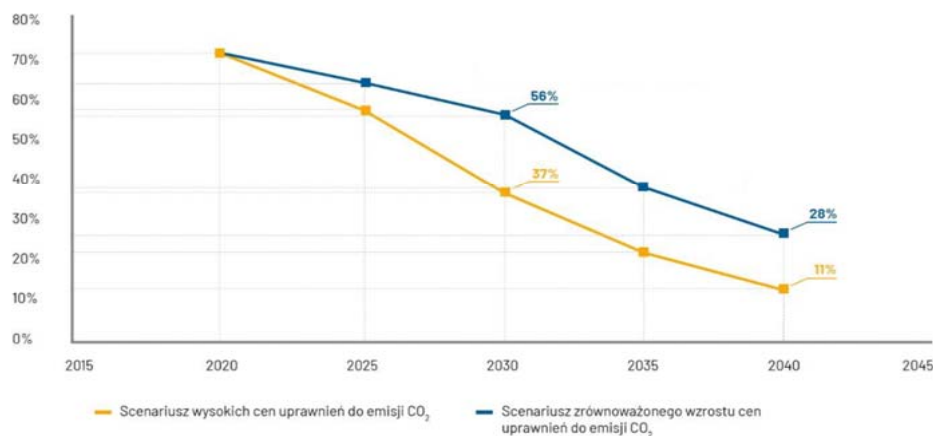
¹ Least-cost modeling to achieve 2-degree scenario in Germany in 2050 in hour-by-hour simulation of power generation and demand; assumptions: no regional distribution issues (would increase hydrogen pathway), no change in energy imports and exports

² Simulation of storage requirements for 100% European RES; only power sector storage considered (lower bound for hydrogen pathway)

Założenia polityki klimatycznej Polski

- Udział węgla w 2030: 37%-56%
- OZE w 2030: 23% - 30%
- Okresowe występowanie nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej, konieczny eksport lub wprowadzenie ograniczeń (www.gov.pl/klimat)

Prognoza udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 2040 r.





Duże możliwości budowy kavern magazynowych w Polsce:

- Objętość geometryczna: 170 000 – 560 000 m³
- Wysad solny Mogilno : istnieje 11 komór, potencjach budowy nowych
- Wysad solny Mechelinki: istnieje 10 komór, potencjał ponad 100 nowych



Szacunki dla Polski przy założeniu obecnie dostępnych technologii

Rok 2030 - 20% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych - **93000 GWh**

- wielkość energii do zmagazynowania w postaci wodoru - **186-279 GWh**.

Rok 2050 - 30% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych - **436000 GWh**

- roczne zapotrzebowanie na magazynowanie **1308-1962 GWh**
- Ze względu na założenie wielu cykli magazynowania wymagana pojemność magazynowa **131-196 GWh**.

Inny scenariusz:

- Przy udziale energii odnawialnej 70%, otrzymuje się ok. **21800 GWh** wodoru do zmagazynowania w ciągu roku. Wynikająca stąd wymagana czynna pojemność magazynowa mieści się w przedziale **436-654 GWh**.

W warunkach Polski kawerna wodorowa o objętości 20 000 m³ może mieć pojemność czynną ok. 1 mln m³ (3350 GWh)



Podsumowanie

- **Wielkoskalowe magazynowanie energii będzie krytycznym elementem energetyki opartej na OZE**
- **Obecnie rozważane technologie zakładają wykorzystanie gazów, w tym H₂, CO₂ i CH₄ jako nośników energii do zmagazynowania w kawernach solnych i strukturach złożowych**
- **Struktury złożowe są rozważane jako wielkoskalowe reaktory bio-geo-chemiczne**
- **Projekty CCS na lądzie napotkają na sprzeciw lokalnych społeczności. Szansę na akceptację społeczną mają projekty związane z energią odnawialną, na morzu i na złożach węglowodorów)**



Podsumowanie - cd

- Podstawową rolą magazynowania energii w dużej skali będzie wyrównywanie wahań poprzez wykorzystanie nadmiarowej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do produkcji wodoru
- Do roku 2030 magazynowanie energii w Polsce odbywać się będzie głównie w bateriach (samochodowych i stacjonarnych magazynach energii elektrycznej) oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych, brak warunków do powstania komercyjnego rynku podziemnego magazynowania wodoru w dużej skali. W tym okresie bardziej realne będzie mieszanie wodoru ze źródeł odnawialnych z gazem ziemnym w systemach transportu gazu, złożach i istniejących magazynach.
- Do roku 2050 w Polsce może pojawić się rynek magazynowania energii w postaci wodoru jednak wymagać to będzie wsparcia politycznego, prawnego i ekonomicznego. Dominującą metodą magazynowania energii będzie podziemne magazynowanie wodoru w kawernach solnych i złożach gazu ziemnego. W drugim przypadku rozważane są technologie łączenia magazynowania wodoru z sekwestracją CO₂ w procesach metanizacji (e-gas). Realizacja tych wizji wymaga powstania nowych technologii i obniżenia cen wodoru ze źródeł odnawialnych.

Podsumowanie - cd

- Przewidywane technologie podziemnego magazynowania wodoru (energii), aczkolwiek zaadaptowane z podziemnego magazynowania gazu, różnią się od funkcjonowania magazynów sezonowych (takich jak obecne magazyny gazu ziemnego) tym, że ze względu na niestabilność OZE muszą one wykonywać wiele cykli w ciągu roku. W efekcie magazyny wodoru muszą posiadać zdolność szybkiego (rzędu godzin) przełączania sterowania: zatłaczanie – odbiór – zatłaczanie. Konsekwencją tego jest znacznie mniejsza wymagana pojemność takich magazynów.
- Podawane w literaturze oszacowania:
 - całkowity roczny wolumen przechowywany: 20-30% całkowitego zapotrzebowania na wodór
 - Pojemność czynna: 2-3% całkowitego zapotrzebowania na wodór



PMG w Polsce 2021 (źródło: GSP, 2021)

Grupa instalacji magazynowych	Magazyn	Pojemność czynna		Max. moc zatlaczania		Max. moc odbioru	
		mln m ³	GWh*	mln m ³ /dobę	GWh/dobę	mln m ³ /dobę	GWh/dobę
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	585,4	6 521,4	9,60	106,9	18,00	200,5
	KPMG Kosakowo	239,4	2 669,3	2,40	26,8	9,60	107,0
GIM Sanok	PMG Husów	500,0	5 650,0	4,15	46,7	5,76	64,6
	PMG Strachocina	360,0	4 078,8	2,64	29,7	3,36	37,9
	PMG Swarzów	90,0	1 013,4	1,00	11,2	0,93	10,4
	PMG Brzeźnica	100,0	1 126,0	1,44	16,2	1,44	16,1
-	PMG Wierzchowice	1 300,0	14 729,0	9,60	107,5	14,40	158,4
Suma		3 174,8	35 787,9	30,83	345,0	53,49	594,9



Szacunkowe ilości wytwarzania wodoru w latach do roku 2030 w Polsce

na podstawie raportu FCH [Gerard F., i in. 2020].

Źródło wodoru	Moc zainstalowana/Energia wytworzona
Wiatrowe elektrownie lądowe	1130-2940 MW 2840-7390 GWh/rok
Morskie elektrownie wiatrowe	25-65 MW 100-250 GWh/rok
Energia słoneczna (solary/fotowoltaika)	520-1350 MW 500-1300 GWh/rok
Elektrolizery	670-1750 MW 2150-5610 GWh _{H2} /rok



Underground Hydrogen Storage

Expected demand for large scale storage



UNECE

Natural Gas - FACTS

Key drivers for storage

- Heating (seasonal demand)
- Back-up power generation (peak demand)
- Arbitrage, Import dependency

Global:

- 2019 gas demand: ~3.986 bcm¹
- 2019 gas storage market size: ~483 bcm²
- Ca. 10% of demand in storage

EU:

- 2019 gas demand: ~470 bcm³
- 2019 gas storage capacity: ~105 bcm⁴
- 2019 storage levels: ~90%⁵
- Ca. 20 - 22% of demand in storage

Large scale underground storage and transport will be essential to meet potential demand between 2030 and 2050

Hydrogen - OUTLOOK 2030/2050

Key drivers for storage

- Variable production renewable vs demand (peak)
- Heating (seasonal demand)?
- Arbitrage, Import dependency?

EU 2030⁶:

- Hydrogen demand 481 – 665 TWh
- Assumption 10 - 20% storage: ca. 16 bcm – 44 bcm

EU 2050⁶:

- Hydrogen demand 780 – 2.251 TWh
- Assumption 10 - 20% storage: ca. 26 bcm – 150 bcm

(bcm = billion cubic metres)

1) IEA 2020: Natural Gas Information: Overview

2) Grand View Research 2020: Natural Gas Storage Market Size, Share & Trends Analysis Report

3) Statista 2020: Natural gas consumption in the European Union from 1998 to 2019

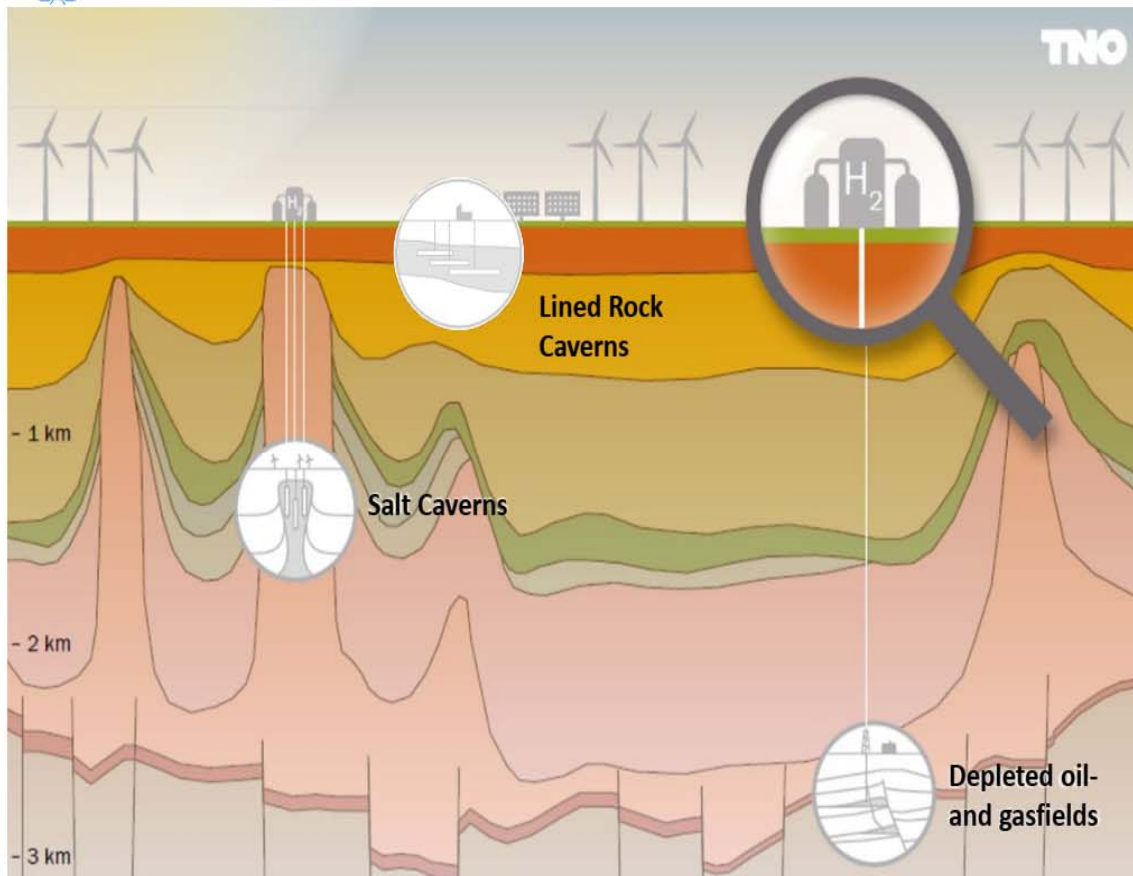
4) GIE gas storage database (dec. 2018)

5) EC – DG Energy 2019: Quarterly Report Energy on European Gas Markets

6) FCH-JU 2019: Hydrogen Roadmap Europe

Underground Hydrogen Storage

Geological and Technical Feasibility



Salt Caverns:

- Concept proven
- Demonstrate safety & fast cyclic storage

Gasfields / Aquifers & other stores

- Concept to be proven
- Assess geological feasibility
- Pilot/demonstration needed

Long lead times for demonstration and development (10-15 years) !

Groenenberg, R.M. et al., Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Fields (LSES) – Project Findings (2020). TNO report 2020 R12006. [Link](#)

Energy mix of Germany 2020

