



od 1955

Od 24 czerwca 2022 roku,
na mocy Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 30 maja 2022 r.
w sprawie reorganizacji
Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla
nazwa Instytutu ulega zmianie na
Instytut Technologii Paliw i Energii.

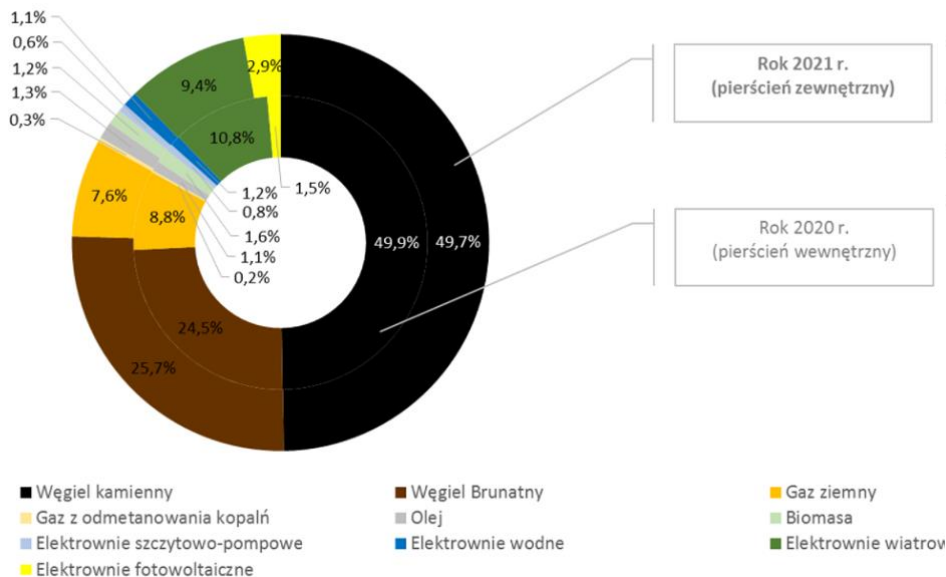
Magazynowanie energii - wyzwanie czy konieczność?

Lucyna Więclaw-Solny, Zakład Transformacji Energetycznej
Instytut Technologii Paliw i Energii

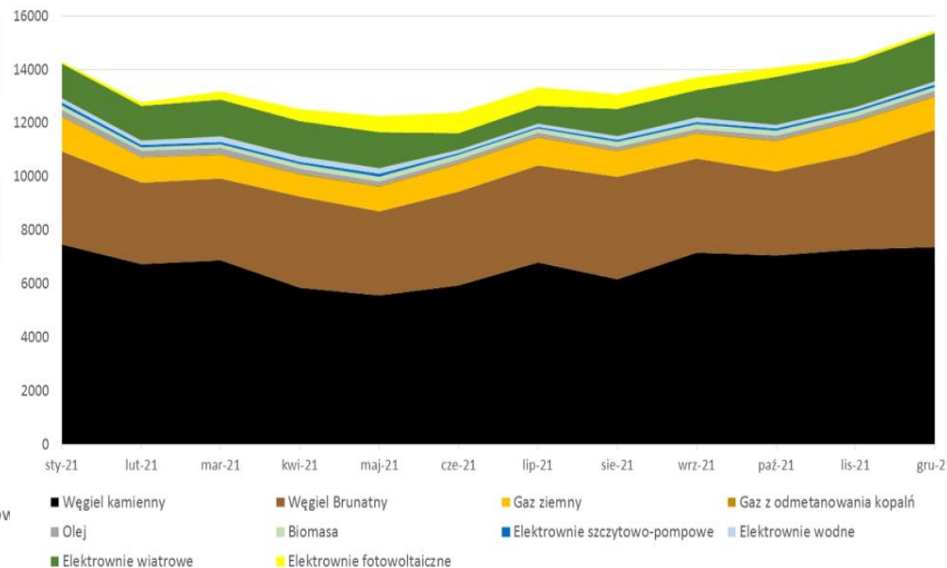
XXXV KONFERENCJA ZAGADNIENIA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH I ENERGII W GOSPODARCE KRAJOWEJ
Zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i UE. Zakopane 9-12.X.2022r,

... tworzymy i wdrażamy technologie!

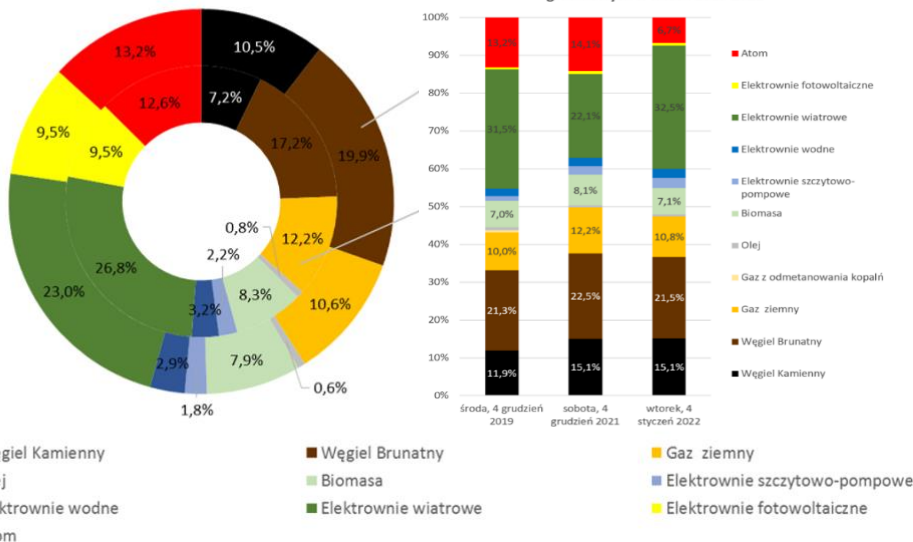
Struktura produkcji energii elektrycznej rok 2020/rok 2021 - POLSKA



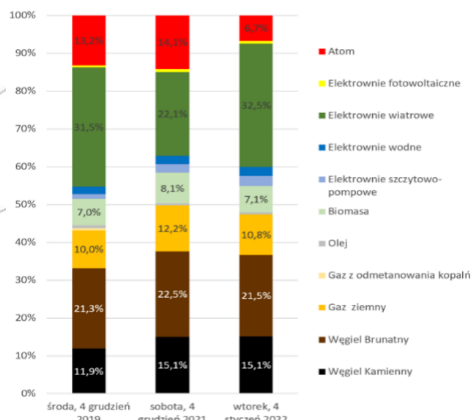
Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2021 r. wg źródeł [GWh]



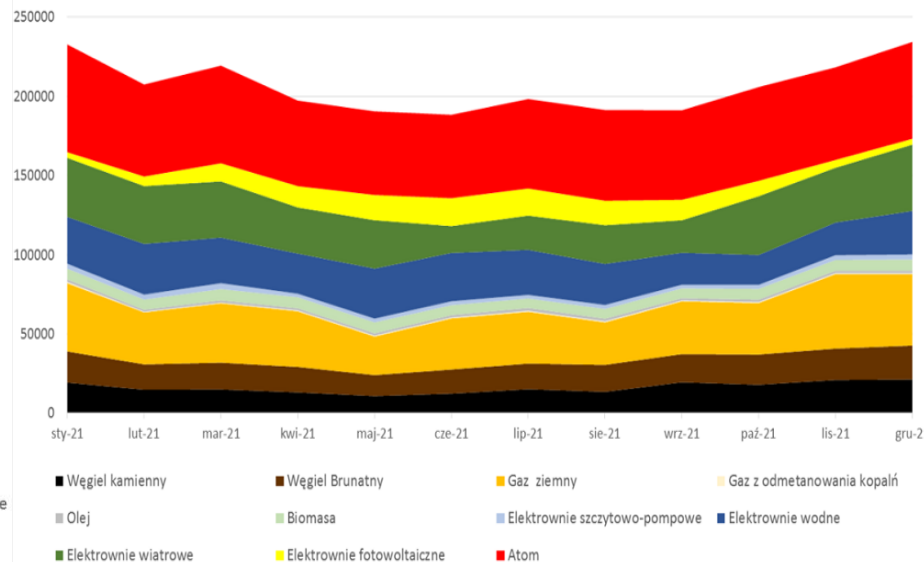
Struktura produkcji energii elektrycznej rok 2020/ rok 2021 - NIEMCY



Struktura produkcji energii w wybranych dniach grudniowych w latach 2019-2022



Produkcja energii elektrycznej w UE27 w 2021 r. wg źródeł [GWh]



Źródło: www.are.waw.pl

Transformacja energetyczna z uwzględnieniem samowystarczalności elektroenergetycznej

Wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto **wyniesie co najmniej 23%** – nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie en. wiatrowa i PV)

- 28% w ciepłownictwie (wzrost 1,1 pp. r/r)
- 14% w transporcie (z dużym wkładem elektromobilności)

Energetyka wiatrowa na morzu
moc zainstalowana osiągnie:
ok. 5,9 GW w 2030 r.
do ok. 11 GW w 2040 r.

Nastąpi istotny wzrost mocy zainstalowanych w **fotowoltaice**
ok. 5-7 GW w 2030 r.
i ok. 10-16 GW w 2040 r.

W 2030 r. **udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej** nie będzie przekraczać 56%

Redukcja wykorzystania węgla w gospodarce będzie następować w sposób zapewniający **sprawiedliwą transformację**

Wzrośnie **efektywność energetyczna** – na 2030 r. określono cel 23% zmniejszenia zużycia energii pierwotnej vs. prognoz PRIMES2007

Programy inwestycyjne OSPE i OSDe będą ukierunkowane na rozwój OZE oraz **aktywnych odbiorców** i bilansowania lokalnego

W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok **elektrowni jądrowej** o mocy ok. 1-1,6 GW. Kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków.

Do 2040 r. **potrzeby ciepłe wszystkich gospodarstw domowych** pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne

Gaz ziemny będzie paliwem pomostowym w transformacji energetycznej

W 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. **10% gazów zdekarbonizowanych**

Rozbudowie ulegnie infrastruktura gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych, a także zapewniona zostanie dywersyfikacja kierunków dostaw

Szereg działań zostanie nakierowanych jest na **poprawę jakości powietrza**, m.in.:

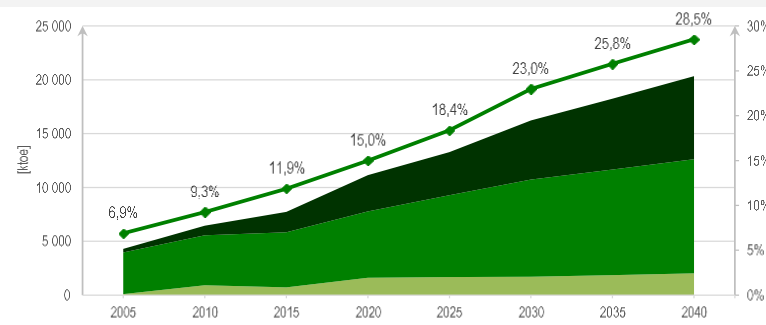
- rozwój ciepłownictwa systemowego (4-krotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych do 2030 r.)
 - niskoemisyjny kierunek transformacji źródeł indywidualnych (pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne)
- **odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych** w miastach do 2030 r., na obszarach wiejskich do 2040 r.; przy utrzymaniu możliwości wykorzystania paliwa bezdymnego do 2040 r.
 - zwiększenie efektywności energetycznej budynków
- rozwój transportu niskoemisyjnego, w szczególności **dążenie do zeroemisyjnej komunikacji publicznej do 2030 r.** w miastach pow. 100 tys. mieszkańców

Redukcja zjawiska ubóstwa energetycznego do poziomu max. 6% gospodarstw domowych

- Najbardziej oczekiwany **rozwój technologii energetycznych** i inwestycji w B+R obejmuje:
- technologie magazynowania energii
 - inteligentne opomiarowanie i systemy zarządzania energią
 - elektromobilność i paliwa alternatywne
 - technologie wodorowe

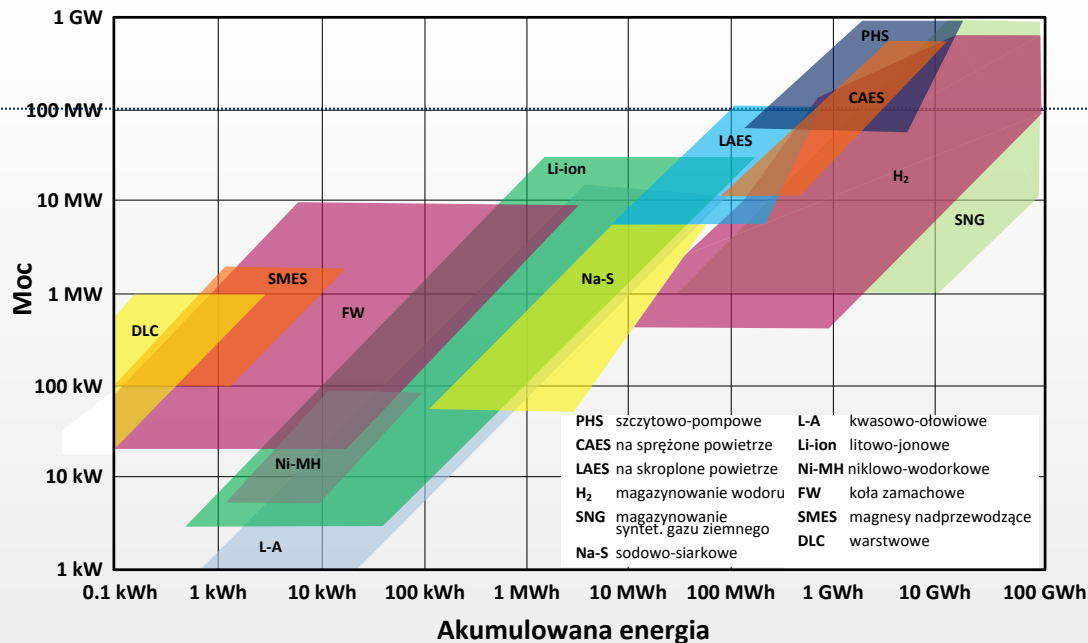
Do 2030 r. nastąpi redukcja **emisji GHG o ok. 30%** w stosunku do 1990 r.

Prognoza zużycia energii odnawialnej w latach 2020–2040



	2020	2030	2040
– udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	15,0%	23,0%	28,5%
– zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	22,1%	31,8%	39,7%
– zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	17,4%	28,4%	34,4%
– zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	10,0%	14,0%	22,0%
– udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto			
– udział energii z OZE w elektroenergetyce			
– udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie			
– udział energii z OZE w transporcie (z mnożnikami)			

Źródło: PEP2040



Magazynowanie energii z niestabilnych źródeł OZE to wyzwanie dla energetyki

Ograniczone możliwości magazynowania klasycznymi metodami – akumulatory, baterie.

Konieczność zwiększenia pojemności oraz czasu magazynowania energii.

Technologie Power to Gas pozwalają na magazynowanie energii z OZE poprzez wykorzystanie nadmiarowej energii dostępnej w sieci na potrzebę procesu elektrolizy wody i generacji wodoru - Power to Hydrogen.

Wodór to nośnik energii, którego spalanie pozbawione jest emisji CO₂.

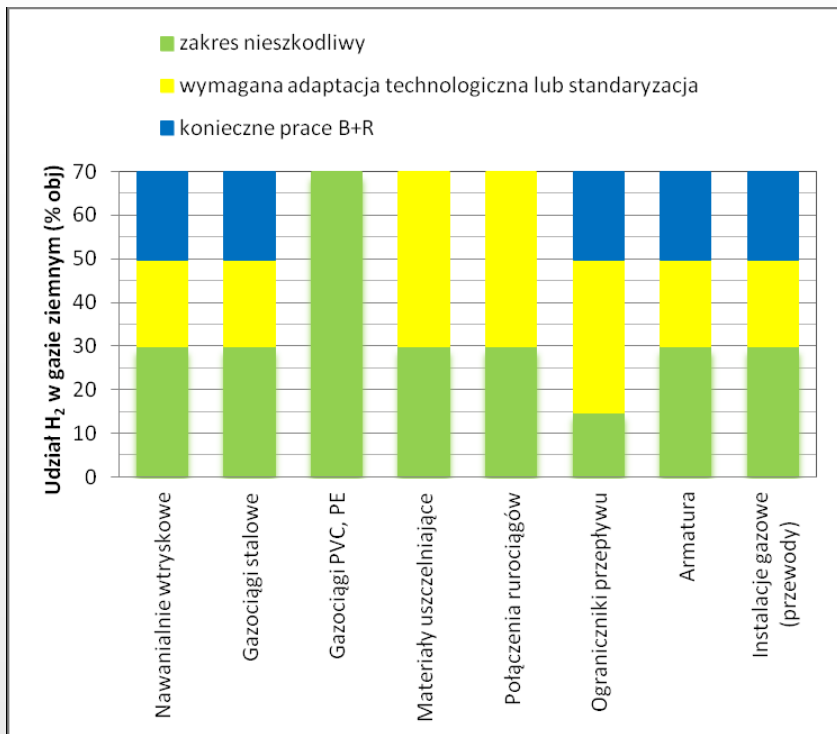
Magazynowania wodoru jest kosztowne i problematyczne.

Wykorzystanie wodoru z elektrolizy w syntezie SNG - Power to SNG

Możliwość wykorzystania potencjału magazynowego systemu gazowniczego gazu ziemnego

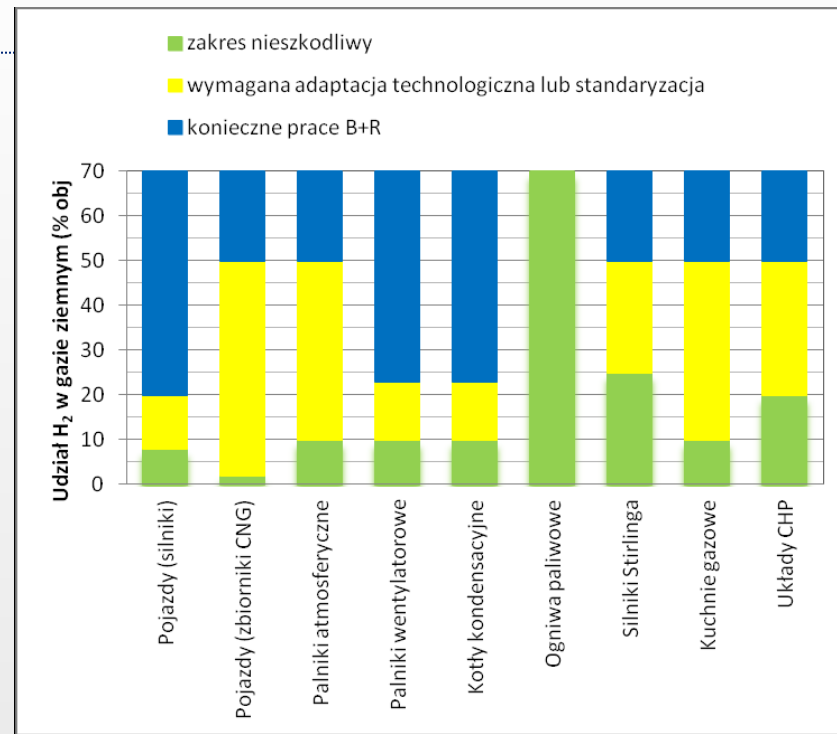
► Źródło: Bartela Ł., Chmielniak T.: Wodór w motoryzacji – perspektywy rozwoju, szanse, wyzwania

Wodór może zastąpić konwencjonalne paliwa, ale ..



Wrażliwość elementów systemu dystrybucyjnego na zawartość H₂ w gazie ziemnym

Źródło: M. Chaczykowski, A.J. Osiadacz, Technologie Power to Gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi, VI Konferencja Naukowo-Techniczna Energetyka Gazowa 2016

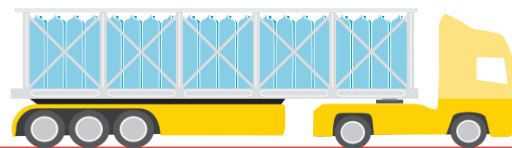


Wrażliwość odbiorników gazu na zawartość H₂ w gazie ziemnym



TUBE TRAILER

200 - 250 bar, ≈ 500 kg, ambient temperature



CONTAINER TRAILER

500 bar, ≈ 1,000 kg, ambient temperature



LIQUID TRAILER

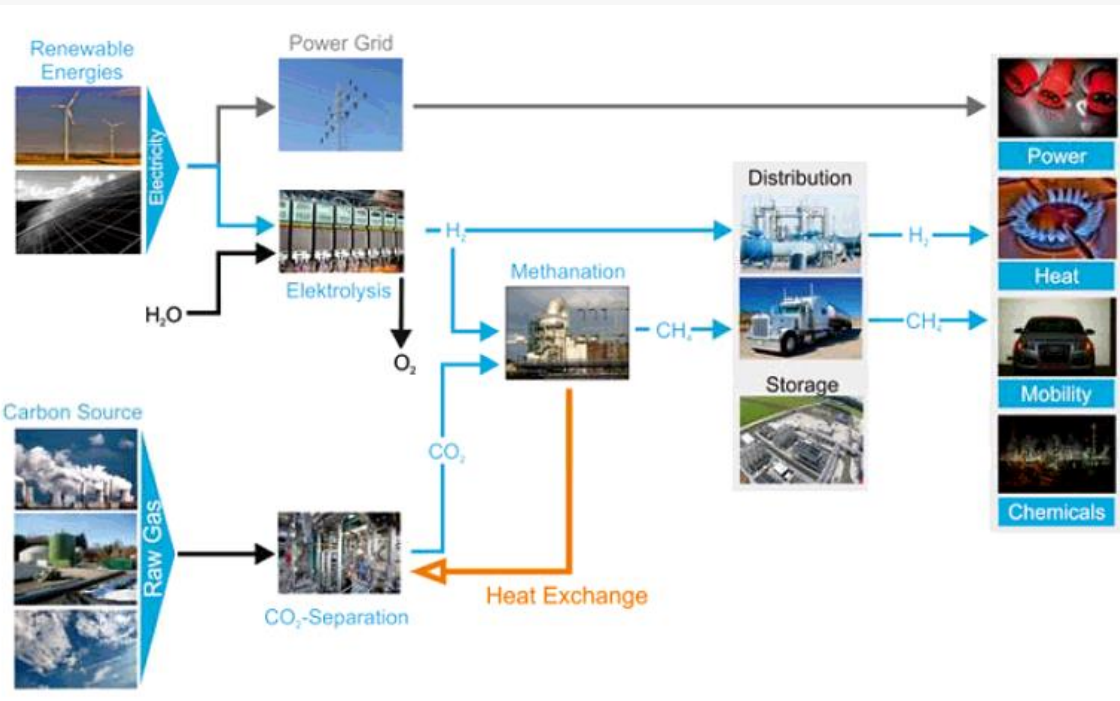
1 - 4 bar, ≈ 4,000 kg, cryogenic temperature

Wodór – idealny nośnik energii, ale...



Źródło: Bartela Ł., Chmielniak T.: Wodór w motoryzacji – perspektywy rozwoju, szanse, wyzwania

Power to Gas (P2G) – istotą technologii, zaliczanej do metod magazynowania energii jest wytwarzanie gazu (**wodoru - H₂** lub **metanu - SNG**) wykorzystując energię elektryczną, zazwyczaj pochodzącą z nadwyżek ze źródeł odnawialnych (OZE), w tym w szczególności z fotowoltaiki oraz wiatru.

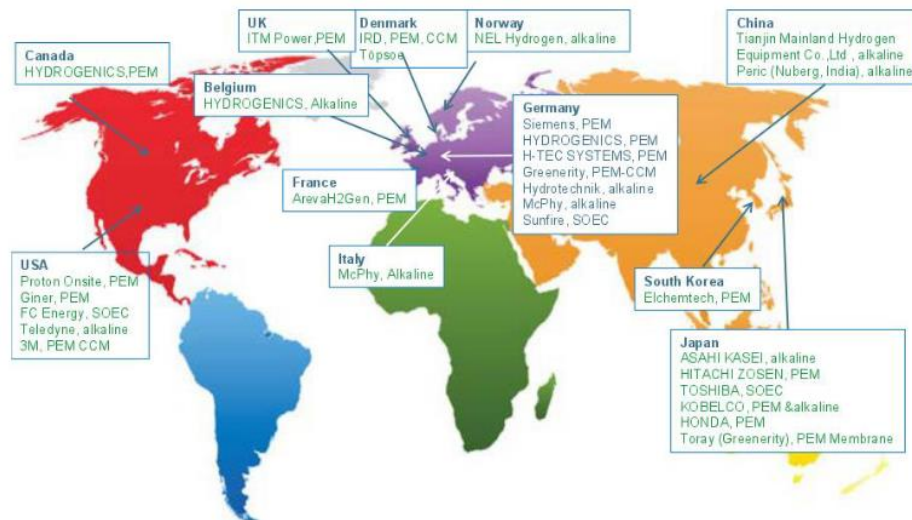


Instalacja Power-to-gas w Falkenhagen, Niemcy (źródło: E.ON), w:
M. Chaczykowski, A.J. Osładacz, *Technologie power-to-gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi*,
VI Konferencja Naukowo-Techniczna Energetyka Gazowa, 2016

Zestawienie zalet i wad elektrolizerów

Elektrolizery alkaliczne	
Zalety	Wady
Technologia komercyjna (wysoki poziom gotowości technologii)	Praktyczny brak dalszej redukcji kosztów i poprawy wydajności – technologia osiągnęła stan dojrzałości
Niski CAPEX	Wysoki OPEX
Dostępne jednostki o dużej mocy	Niska wydajność jednostkowa, niska elastyczność (minimalne obciążenie 20%)
Bardzo wysoka czystość wodoru (99,9 +/-0,1%)	Stosy o mocy <250 kW wymagają specjalnych przetwornic AC / DC
	Elektrolit ulega degradacji podczas pracy przy parametrach niemonominalnych
Elektrolizery protonowe (PEM)	
Zalety	Wady
Stosunkowo pewna technologia o prostej i kompaktowej budowie	Wysokie koszty inwestycyjne (katalizator platynowy, drogie membrany)
Szybka reakcja na zmiany mocy	Ograniczona żywotność membrany
Spadek jednostkowych kosztów inwestycyjnych wraz ze wzrostem mocy	Wymagana wysoka czystość wody
Elektrolizery ceramiczne (SOE)	
Zalety	Wady
Najwyższa osiągalna sprawność konwersji	Niski poziom gotowości technologicznej
Niskie koszty inwestycyjne	Niska żywotność z powodu wysokiej temperatury pracy
Pełna elastyczność 0-100%	Zalecenie unikania odstawień, celem minimalizacji liczby cykli termicznych
Możliwości integracji z reaktorami do metanizacji (P2G), Fischera-Tropscha (P2L), Habera-Boscha (P2A) i in.	

Główni dostawcy elektrolizerów na świecie



Porównanie elektrolizerów alkalicznych z polimerowymi

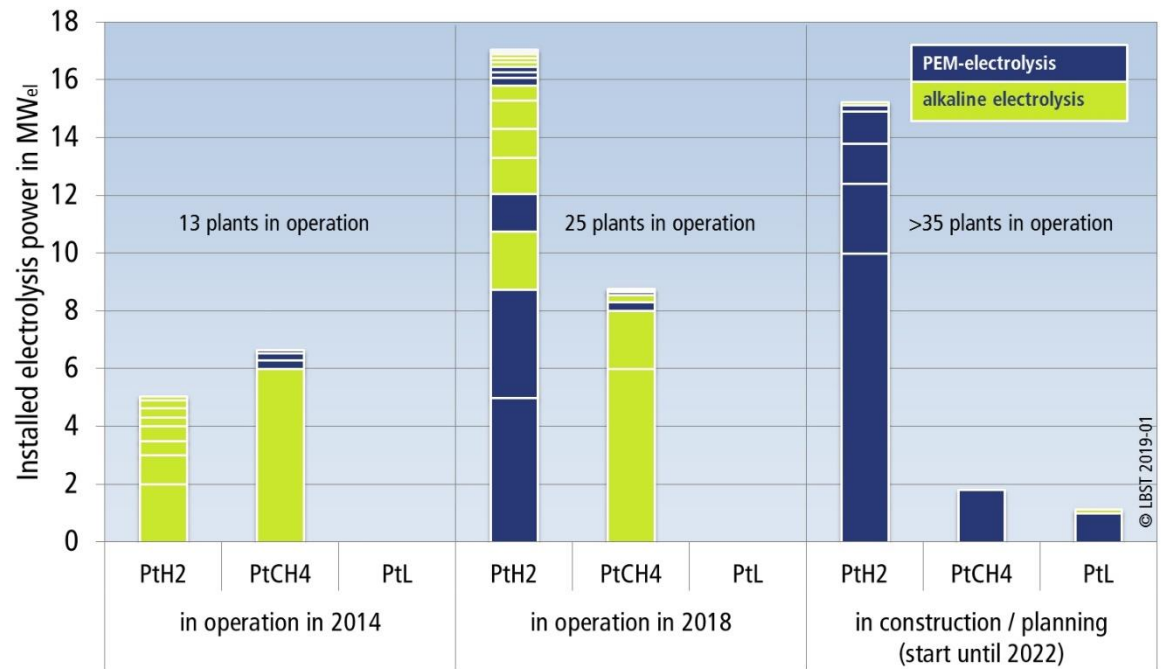
	Alkaliczny	Polimerowy
Zakres mocy	15–100% mocy nominalnej	0–160% mocy nominalnej
Rozruch ze stanu zimnego	1–10 minut	1 sekundy–5 minut
Modulacja mocy	2–20%/s	100%/s
Zatrzymanie	1–10 minut	sekundy

Źródło: Gospodarka Wodorowa, Raport zespołu nr 4 Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, 2020

Instalacje Power to X w Niemczech – stan 2019r.



Development of PtX plant capacity > 50 kW_{el} in Germany by electrolyser type



*High-temperature electrolysis (SOEL) is negligible within the graph; larger SOEL facilities are currently being built outside of Germany.

© LBST 2019-01

Źródło: www.tuvsud.com/en/press-and-media/2019/march/power-to-gas-plants-in-first-commercial-applications

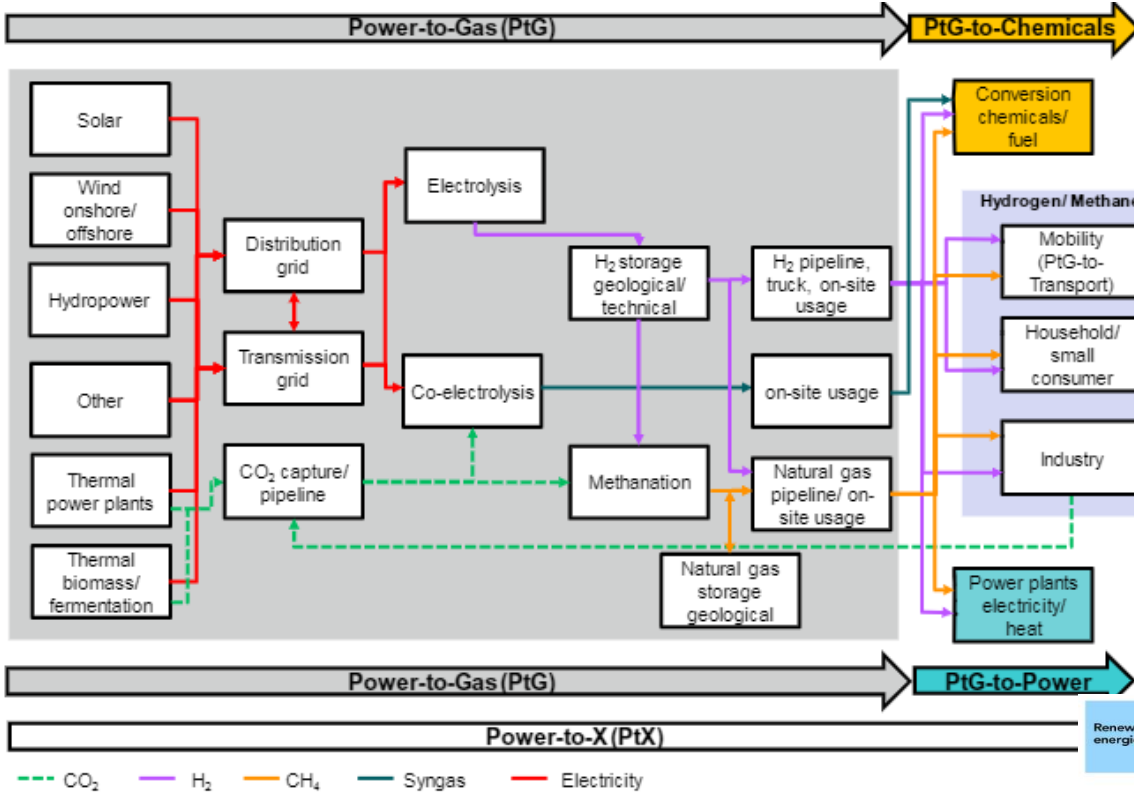
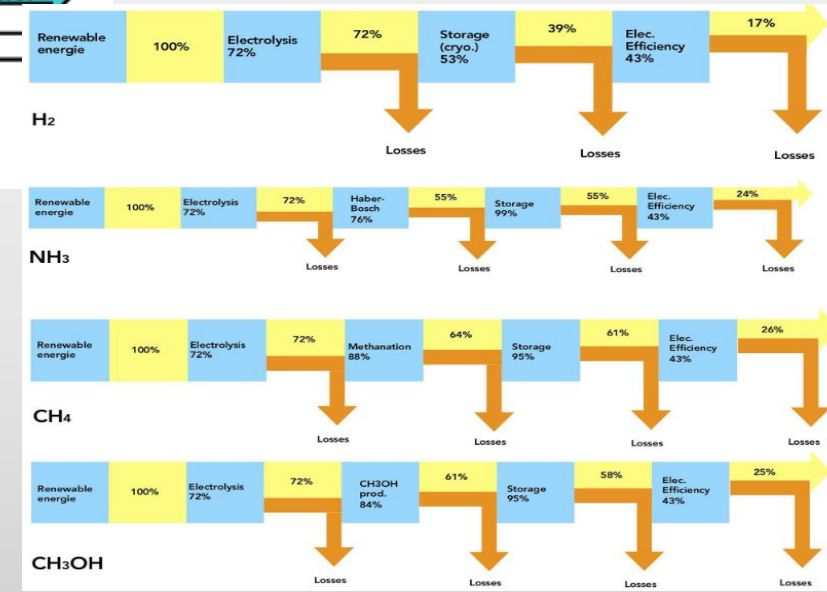
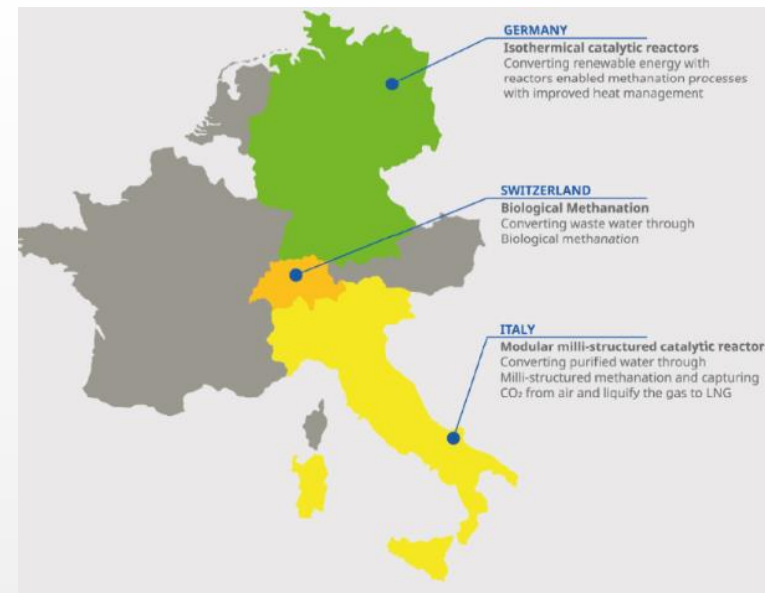
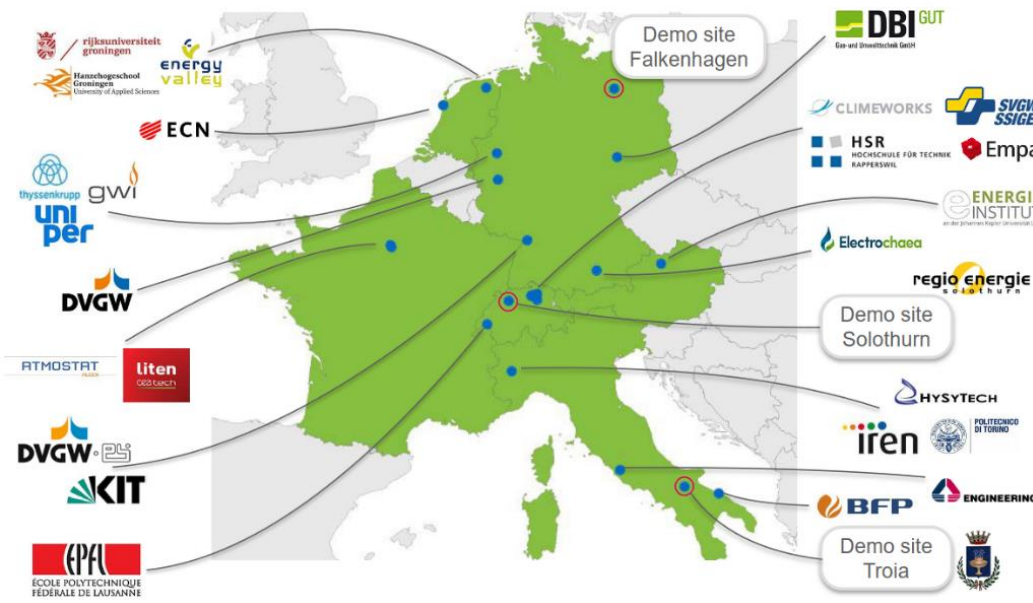


Fig. 1 Overview of Power-to-X concepts.
© 2019 Christina Wulf, and Jochen Linßen



Źródło: V. Dias, M. Pochet, H. Jeanmart, Energy and Economic Costs of Chemical Storage, Published in Frontiers in Mechanical... 2020

27 Project Partners



Informacje na temat projektu

STOREandGO

Identyfikator umowy o grant: 691797

Strona projektu [🔗](#)

Projekt zamknięty

Data rozpoczęcia

1 Marca 2016

Data zakończenia

29 Lutego 2020

Finansowanie w ramach

H2020-EU.3.3.

Całkowity budżet

€ 27 973 369,75

Wkład UE

€ 17 937 358,63



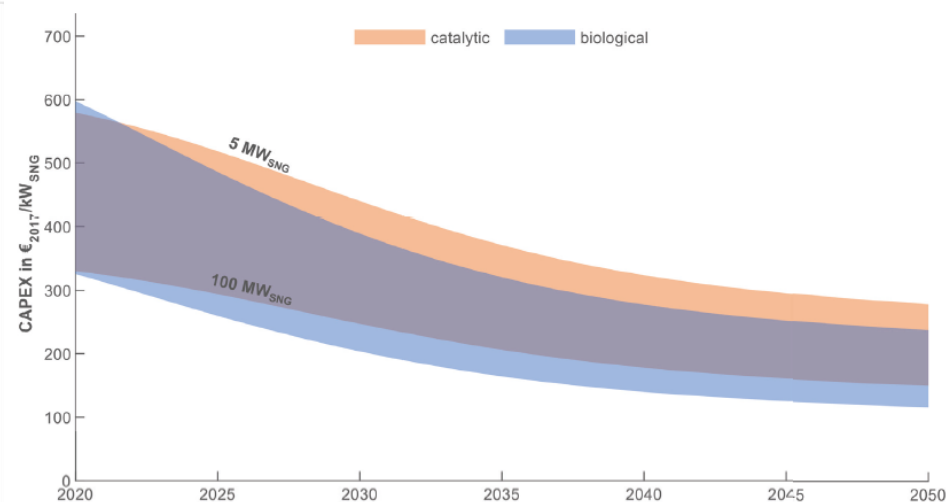
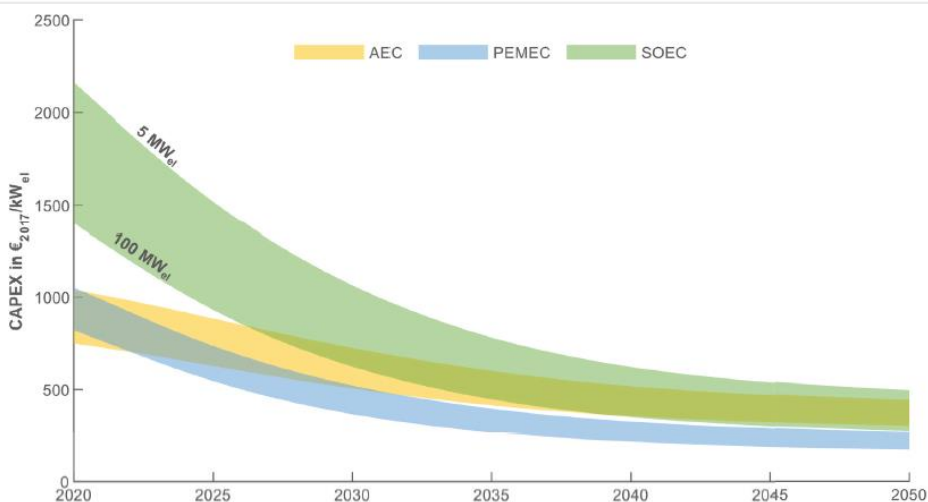
Koordynowany przez

DVGW DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND



Źródło: Innovative large-scale Energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after Optimisation Roadmap for large-scale storage based PtG conversion in the EU up to 2050

	Demonstration site Falkenhagen/Germany	Demonstration site Solothurn/Switzerland	Demonstration site Troia/Italy
Representative region with respect to typical generation of RES	Rural area in the North East of Germany with high wind power production and low overall electricity consumption	Municipal area in the Alps region with considerable RES from PV and hydro production	Rural area in the Mediterranean area with high PV capacities, considerable wind power production, low overall electricity consumption
Connection to the electricity grid	Transmission grid	Municipal distribution grid	Regional distribution grid
Connection to the gas grid	Long distance transport grid	Municipal distribution grid	Regional LNG Distribution network via cryogenic trucks
Plant size (in relation to the el. power input)	1 MW	700 kW	200 kW
Methanation technology to be demonstrated	Isothermal catalytic honeycomb/structured wall reactors	Biological methanation	Modular milli-structured catalytic methanation reactors
CO ₂ source	Biogas or bioethanol plant	Waste water treatment plant	CO ₂ from atmosphere
Heat integration possibilities	Veneer mill	District heating	CO ₂ enrichment
Existing facilities and infrastructure	2 MW alkaline electrolyser, hydrogen injection plant	350 kW PEM electrolyser, hydrogen injection plant, district heating, CHP plant	1.000 kW alkaline electrolyser



Źródło: Innovative large-scale Energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after Optimisation Roadmap for large-scale storage based PTG conversion in the EU up to 2050

Szacowany spadek kosztów instalacji elektrolizy w latach

2030 i 2050

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
CAPEX (USD/kW _e)	500	400	200	1 100	650	200	2 800	800	500
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

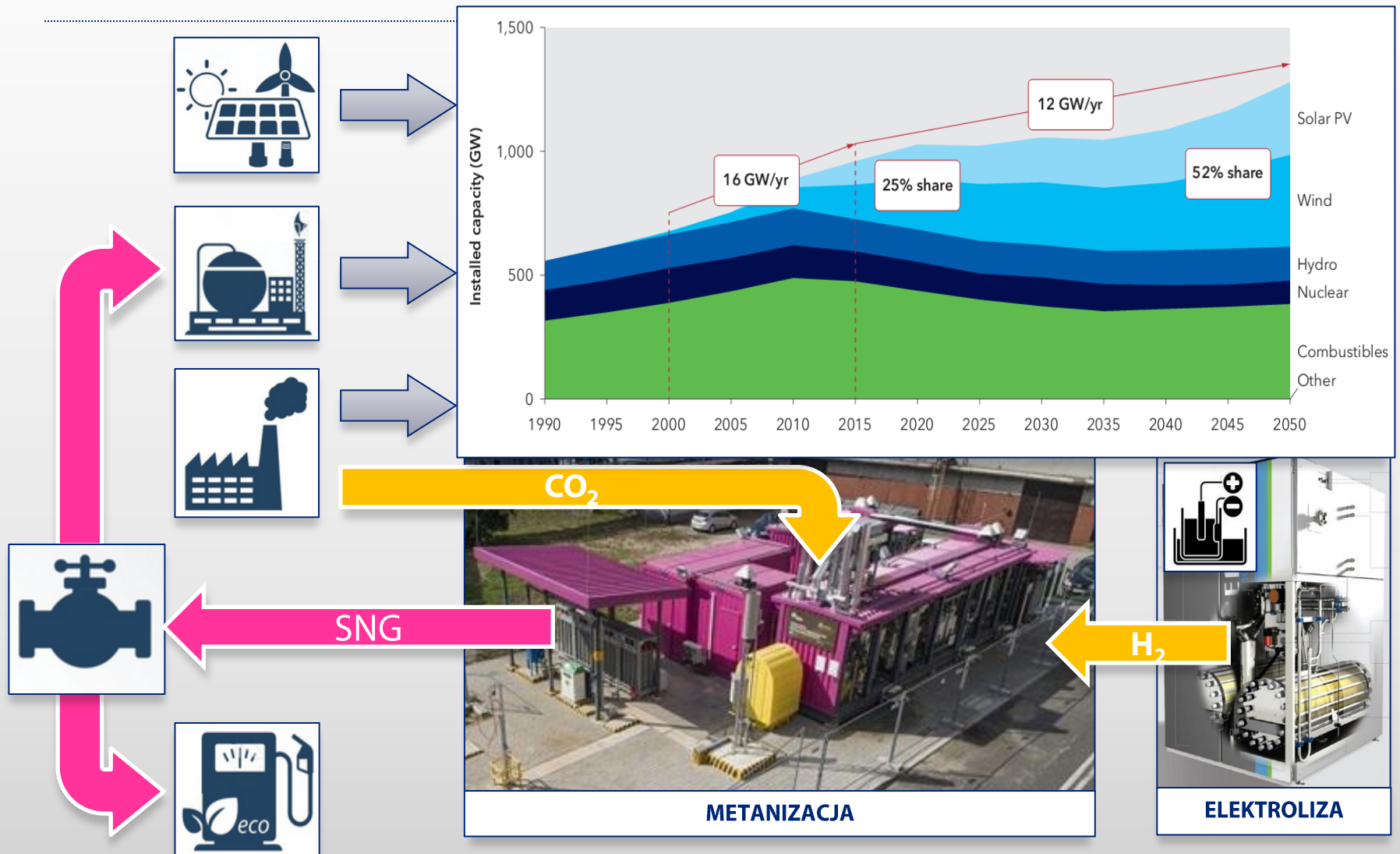
The Future of Hydrogen EIA, 2019

Zestawienie kosztów inwestycyjnych dla węzłów instalacji Power to Gas

Technology (System)	CURRENT spec. costs range		initial values (norm.) avg. costs norm. power		# of references
	€/kW _{el}	€/kW _{el}	€/kW _{el}	MW _{el}	
Electrolysis	€/kW _{el}	€/kW _{el}	€/kW _{el}	MW _{el}	
PEMEC	960–2,100	1,690	1,200		15
AEC	870–2,530	1,480	1,100	5	
SOEC	700–9,400	-	2,500		13
Methanation	€/kW _{SNG}	€/kW _{SNG}	€/kW _{el}	MW _{SNG}	
catalytic	110–2,000	510	600	5	7
biological	100–1,450	720	600		7
CO₂ Capture (biogenic)	€/tCO ₂	€/tCO ₂	€/tCO ₂		
biogas upgrading	0–90	30			2
bioethanol fermentation	0–25	15	-	-	4
direct air capture	80–480	230			7

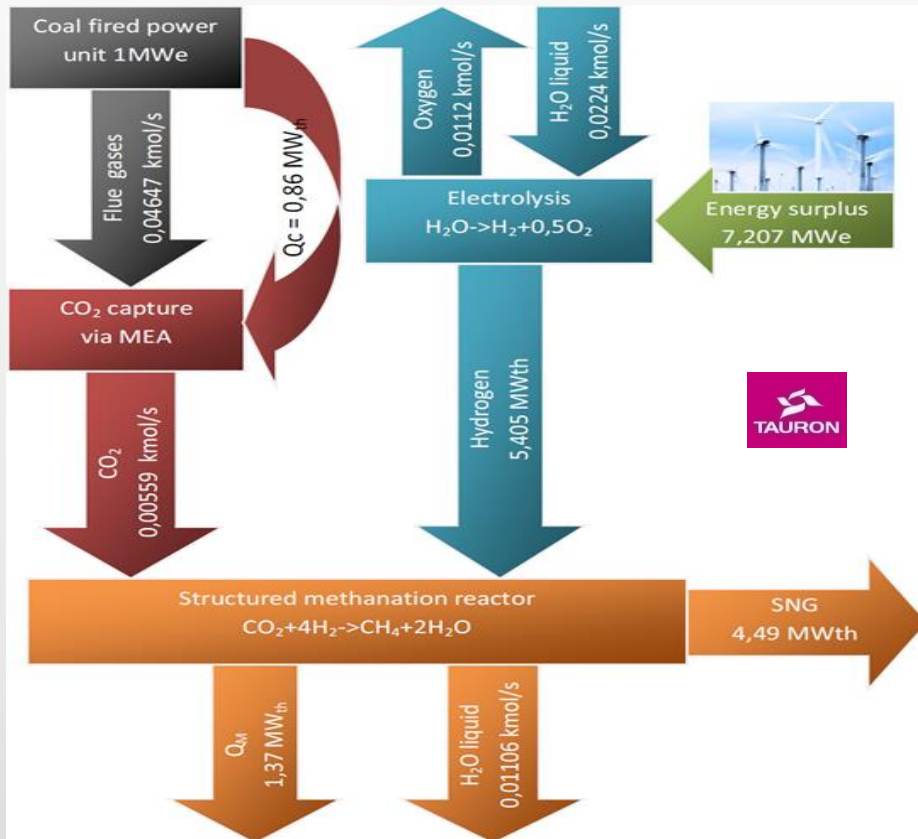
Źródło: Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization ReportD7.5 Report on experience curves and economies of scale

Magazynowanie energii poprzez produkcję SNG z CO₂



Polski projekt typu P2G o akronimie CO2-SNG

Szanse biznesowe projektu:



- zagospodarowanie CO₂ z bloków opalanych węglem (eliminacja transportu i składowania CO₂)
- produkcja syntetycznego gazu ziemnego, który będzie dostarczany do istniejącego systemu gazowego przy wykorzystaniu zdolności magazynowych systemu
- magazynowanie energii elektrycznej z OZE
- zwiększenie stabilności systemu elektroenergetycznego

Ścieżka rozwoju technologii wychwytu CO₂ w ITPE

Centrum Czystych Technologii
Węglowych

PS: „Zaawansowane technologie
pozyskiwania energii”

PS: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”

2005

2011

2012

2013

2019



Instalacja do
wyznaczenia kinetyk
i równowag absorpcji
CO₂
w aminach



Stanowisko
laboratoryjne
usuwania CO₂,
5 m³/h



Modelowanie i symulacje numeryczne

Projektowanie

Instalacja usuwania CO₂,
100 m³/h

Aminowa Mobilna Instalacja Pilotowa
Wychwytu CO₂ (Tauron, Elektrownia
Łaziska),
200 m³/h; D 0,3 m H 15 m

Instalacja usuwania CO₂,
4000 m³/h
D 1,4 m; H= 22 m

Klasyczny układ absorpcja-desorpcja

Modyfikacje procesowe technologii (rozdzielone strumienie, rekuperacja ciepła)

BADANIA

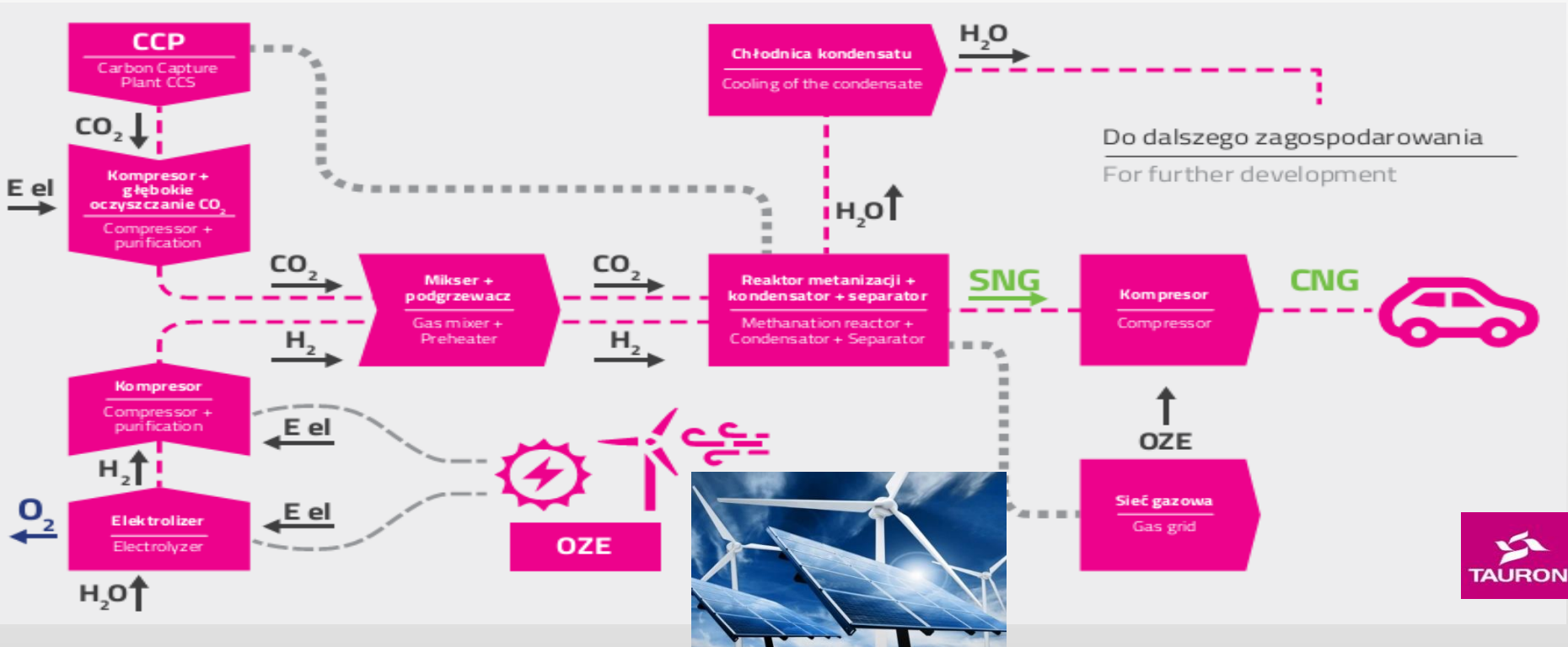
- Zdobyć wiedzę i doświadczenia

RYNEK

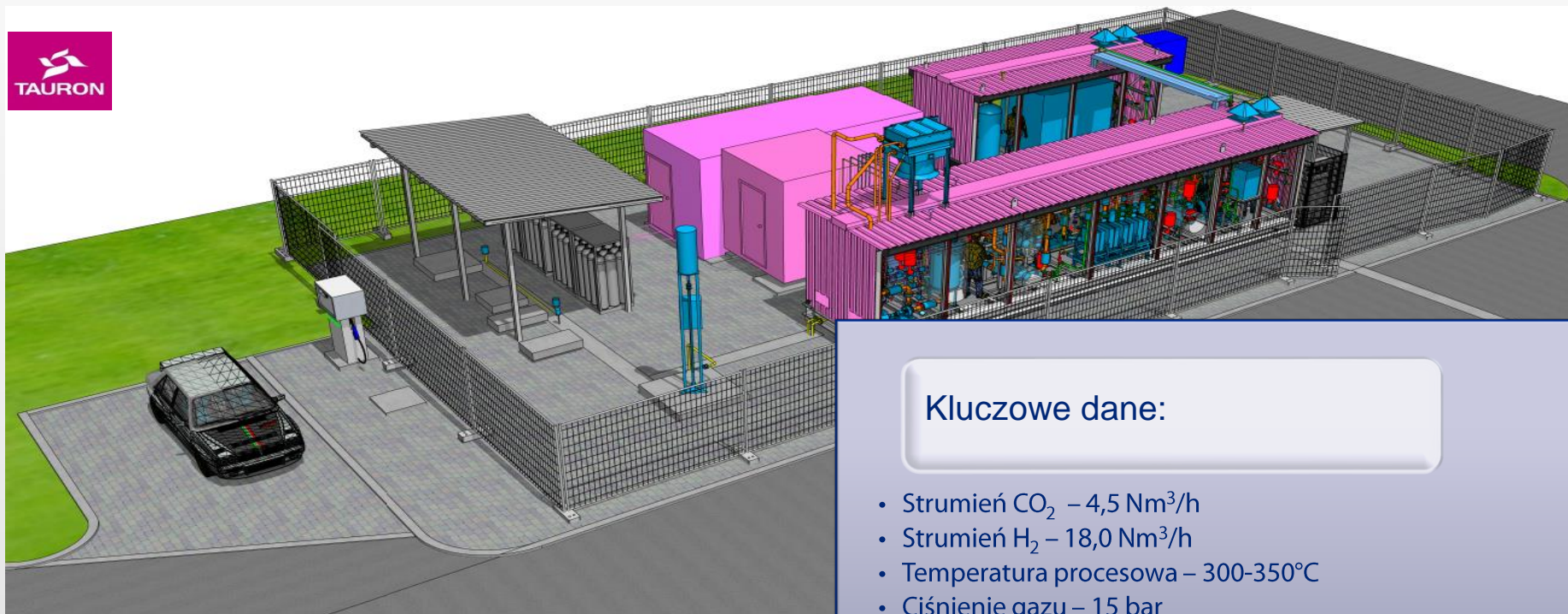
- Współpraca z Partnerami Przemysłowymi
- Studia wykonalności i implementacja innowacji technologicznych

ITPE

Proces CO₂-SNG



Dane techniczne instalacji pilotowej CO₂-SNG



Kluczowe dane:

- Strumień CO₂ – 4,5 Nm³/h
- Strumień H₂ – 18,0 Nm³/h
- Temperatura procesowa – 300-350°C
- Ciśnienie gazu – 15 bar
- Stopień konwersji CO₂ do SNG >97%
- Elastyczność – od 20% do 100%
- Strumień SNG - 4,3 Nm³/h



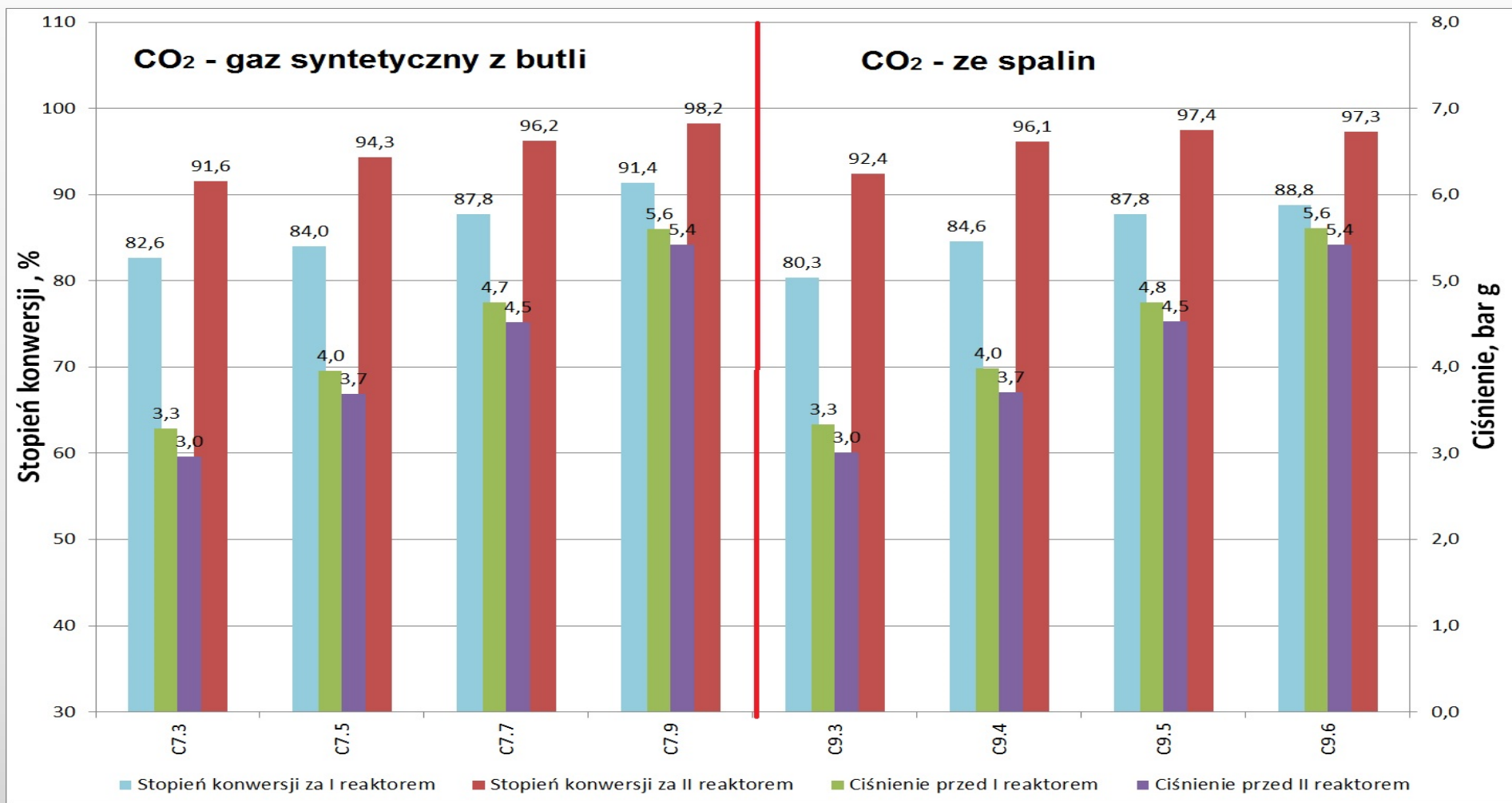
Instalacja pilotowa CO₂-SNG



Lokalizacja:
Elektrowni Łaziska – TAURON Wytworzenie S.A.

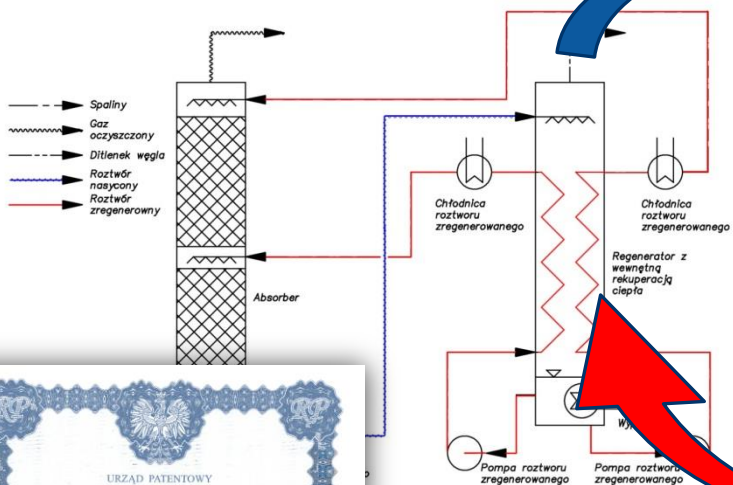
Źródło CO₂:
Instalacja Pilotowa CCS ze spalin z bloków 200 MW

Wyniki badań – Porównanie pracy instalacji pilotowej na gazach syntetycznych i spalinach

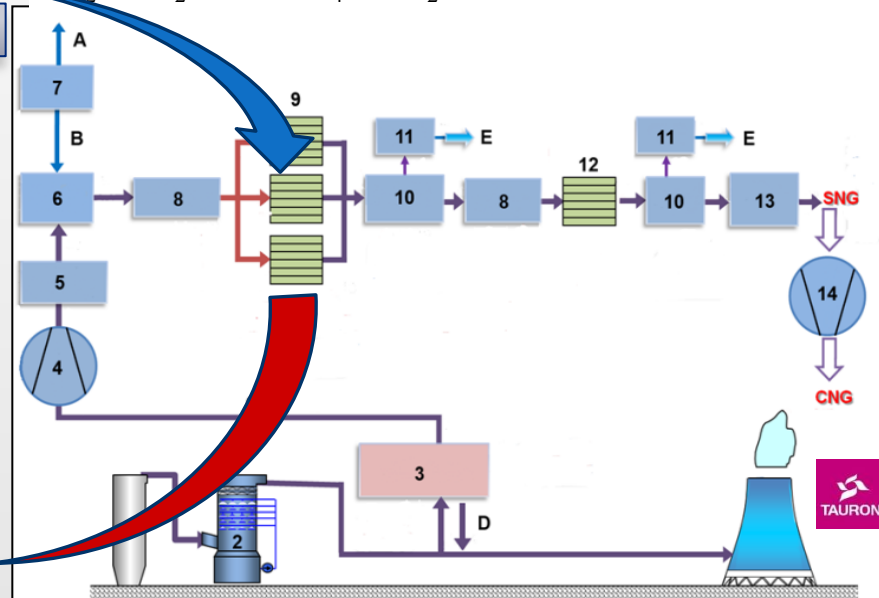
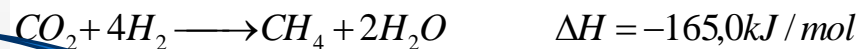


Integracja z układem magazynowania energii w SNG

Instalacja usuwania CO₂ ze spalin



Instalacja metanizacji CO₂

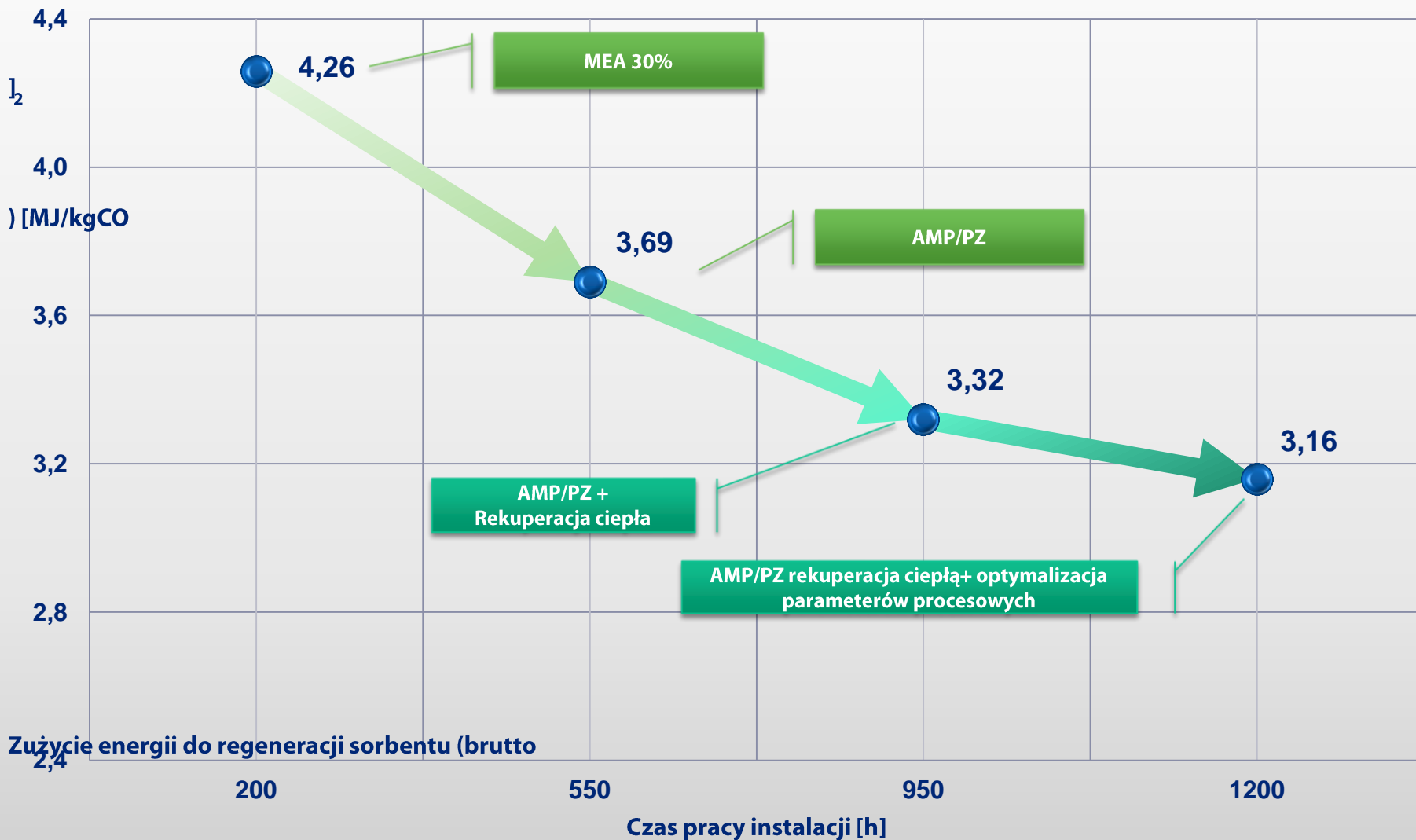


Strumień ciepła



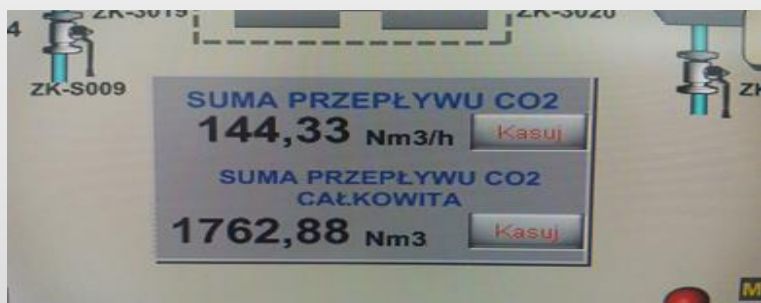
... tworzymy i wdrażamy technologie!

Obniżenie energochłonności procesu – zastosowanie różnych roztworów i modyfikacji procesowych

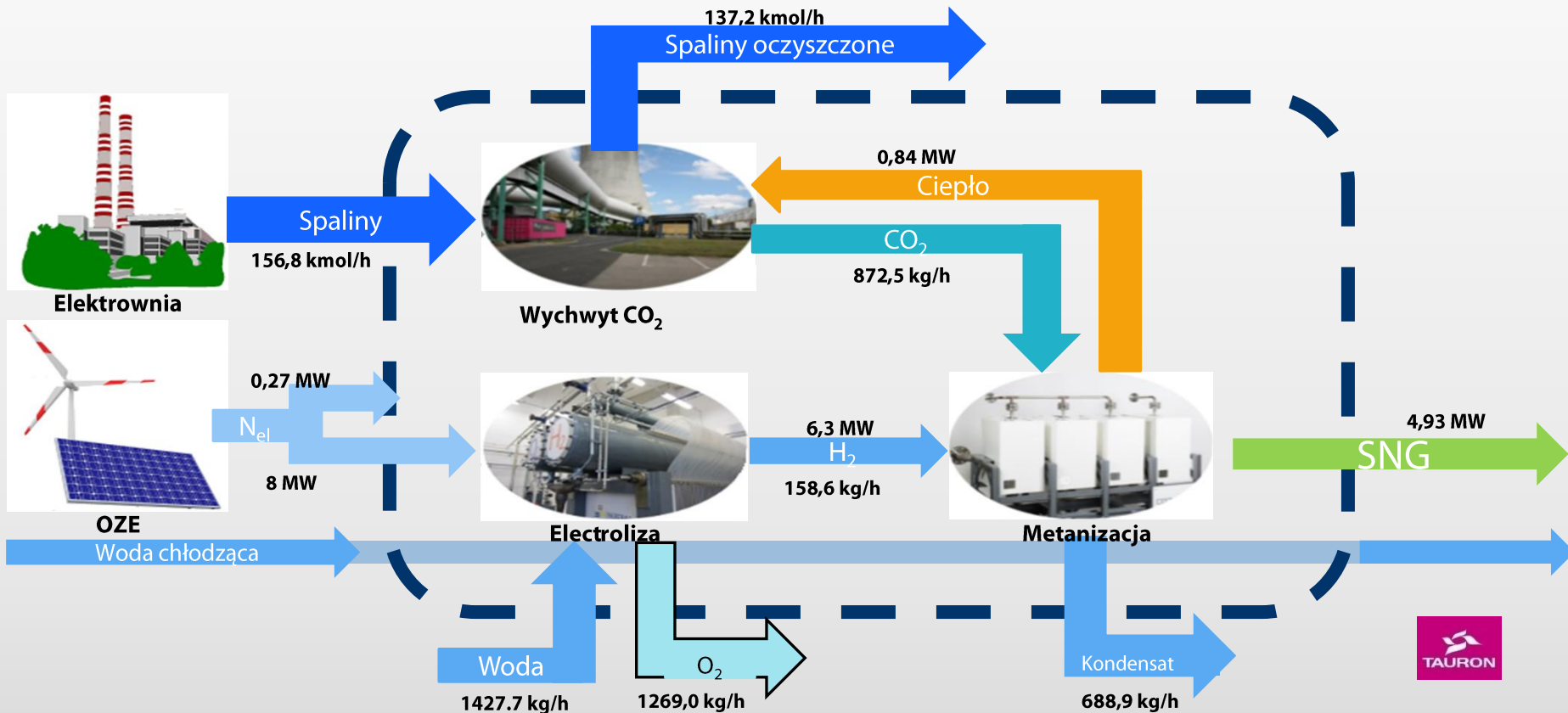


Wnioski z badań metanizacji projektu CO2-SNG

1. Pierwszy stopień metanizacji w temp. 300°C pozwala uzyskać stopień **konwersji 70-95%** w zależności od zastosowanego ciśnienia układu.
2. Drugi stopień metanizacji poprawia istotnie stopień konwersji w wyższych temperaturach 330-350°C o 4-14 p.p, dzięki czemu osiąga się **do 99% konwersji CO₂**.
3. Potwierdzono **zdolność utrzymania stabilnej temperatury** w obydwu stopniach egzotermicznego procesu metanizacji.
4. Wzrost ciśnienia w zakresie do 10 bar korzystnie wpływa na przebieg procesu, możliwość **podniesienia ciśnienia do 15 bar** w instalacji pilotowej.
5. W badaniach potwierdzono **utrzymanie korzystnych stopni konwersji** w dłuższym okresie czasowym (test 200h).



Studium dla układu 8 MW z OZE



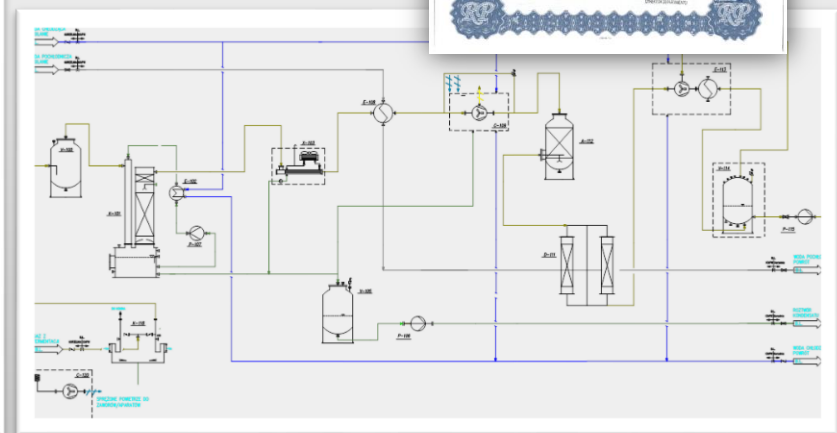
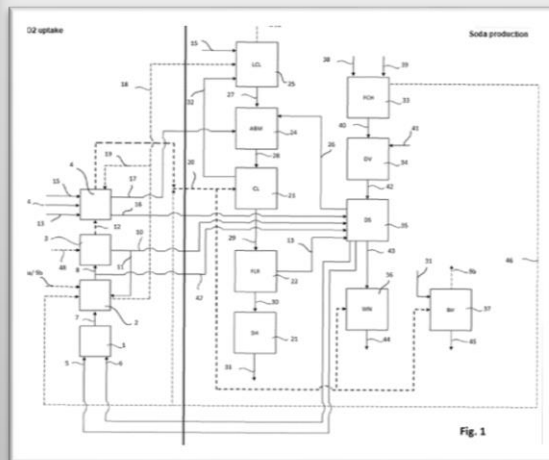
Podsumowanie badań w zakresie zagospodarowania CO₂

Patent: PL239680B1 "Sposób wysokotemperaturowej konwersji tlenku węgla w gazach ze zgazowania paliw alternatywnych", 12/2021

Patent: EP18157894 "Process of manufacturing sodium carbonate integrated with uptaking carbon dioxide by ammonia process", 03/2020

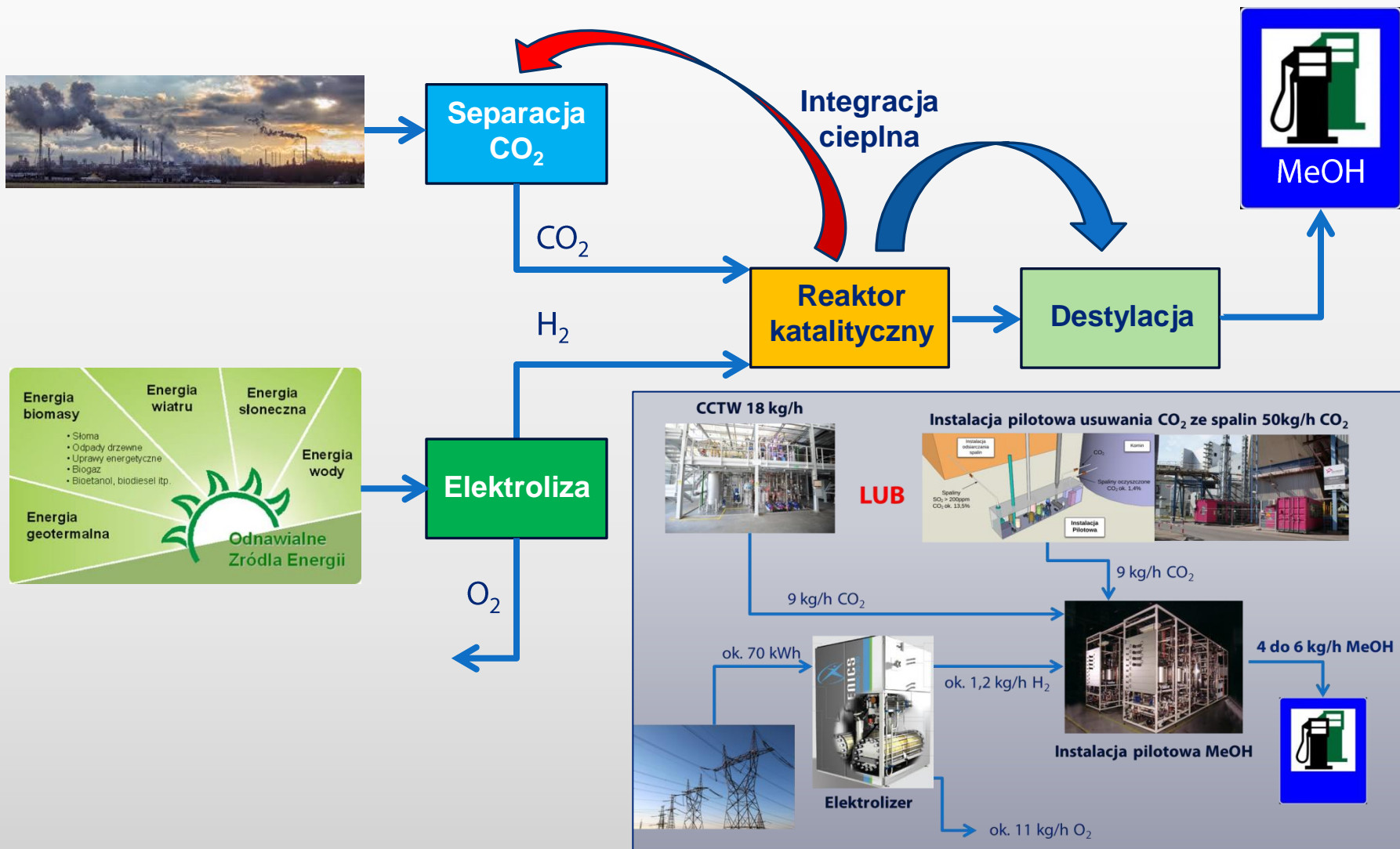
Patent: PL238451B1, "Sposób integracji cieplnej syntezy gazu naturalnego z modułem usuwania CO₂", 09/2021

Doświadczenie operacyjne: Ponad 1000 godzin testów pilotowych dla Partnerów przemysłowych



... tworzymy i wdrażamy technologie!

Rozwijamy również technologię produkcji metanolu z CO₂ jako kolejny przypadek P2X



INSTYTUT TECHNOLOGII PALIW I ENERGII

ul. Zamkowa 1 • 41-803 Zabrze

E-mail: office@itpe.pl

Internet: www.itpe.pl

Zapraszamy do współpracy

Telefon: **32 271 00 41**

Fax: **32 271 08 09**



NIP: **648-000-87-65**

Regon: **000025945**

KRS: **0000138095**