

# Prospettive di sviluppo delle tecnologie per la produzione, il trasporto e l'utilizzo dell'idrogeno

*Webinar Confindustria Emilia – 19 aprile 2021*

**Viviana Cigolotti, TERIN-PSU-ABI, ENEA**



1101 0110 1100  
0101 0010 1101  
0001 0110 1110  
1101 0010 1101  
1111 1010 0000



# L'Idrogeno essenziale per decarbonizzare l'Europa

Abilita il sistema energetico rinnovabile

Decarbonizza i consumi

Abilita l'integrazione di larga scala delle rinnovabili e la generazione energetica



Distribuisce energia attraverso i settori e le regioni



Agisce come un buffer per aumentare la resilienza dei sistemi



Aiuta a decarbonizzare i trasporti



Aiuta a decarbonizzare il consumo energetico industriale



Aiuta a decarbonizzare il calore e l'elettricità domestica

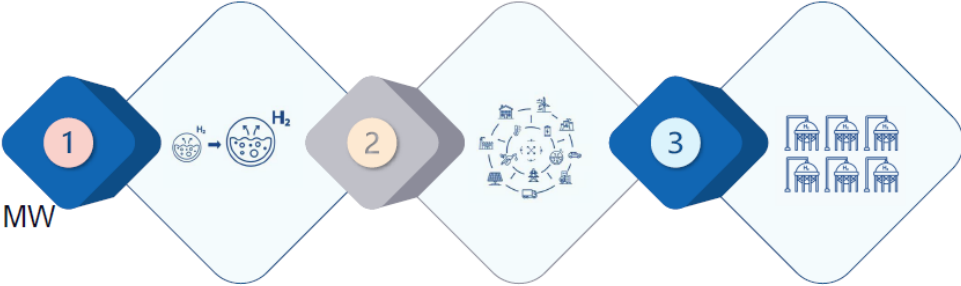


Fornisce riserva rinnovabile: acciaierie, raffinerie, chimica

# European Hydrogen Strategy 7 luglio 2020

Today - 2024

- 6 GW elettrolizzatori
- 1 Milioni di t H2 verde
- Elettrolizzatori fino a 100 MW
- Produzione vicino alla domanda



2025-2030

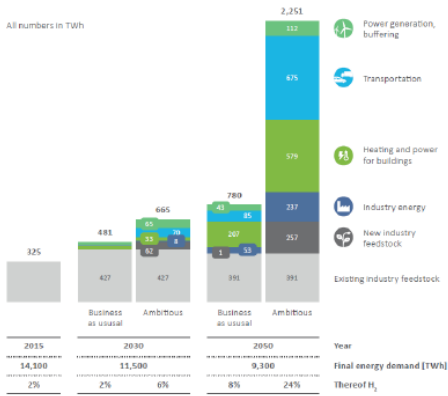
- Decarbonizzazione settori industriali
- Sviluppo di H2 valleys
- 40 GW di elettrolizzatori e 10 Milioni di t H2 verde
- Sviluppo dell'infrastruttura logistica e delle stazioni di rifornimento
- Mercato dell'idrogeno aperto e competitivo

← Already in 2030, the use of hydrogen will be more than doubled to 665 TWh, compared to 2015 use

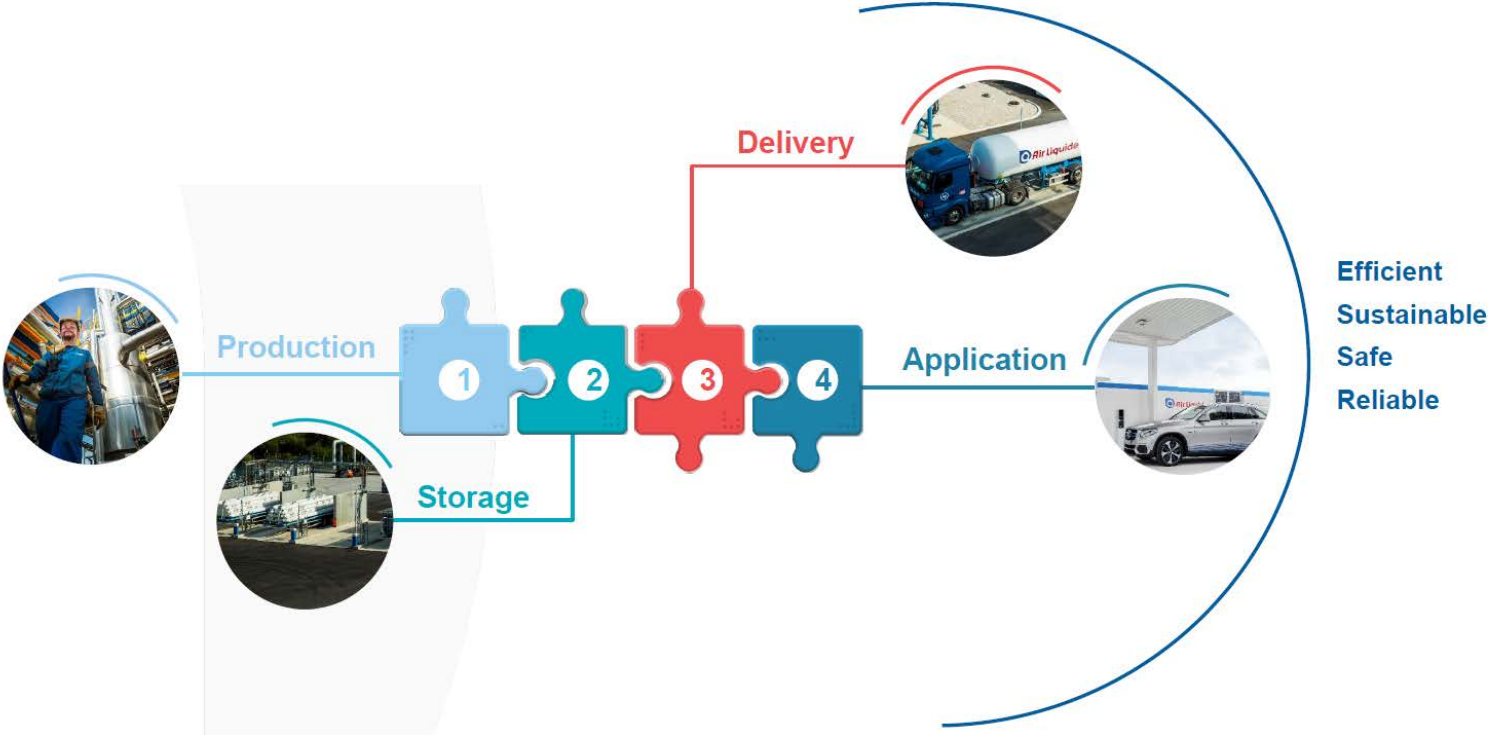
Hydrogen gas infrastructure backbone to transport large amounts of H2 from the solar and wind RES areas throughout Europe including Ukraine →

2030-2050

- Maturità tecnologica e sviluppo su larga scala
- ¼ dei consumi energetici rappresentati dall'idrogeno verde.



# La catena del valore dell'idrogeno

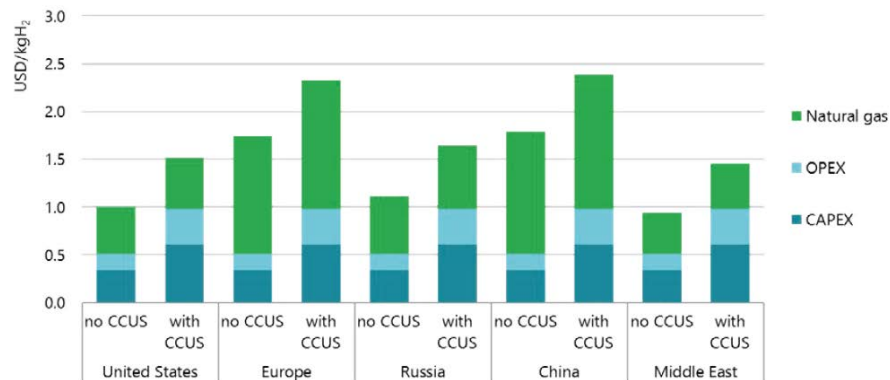


# La produzione di idrogeno

Secondo il Rapporto pubblicato dall'IEA nel giugno 2019, la **produzione annua di idrogeno** è di **70 Mt/anno**, quasi interamente ottenuta a partire da fonti fossili (76% da gas naturale, 23% da carbone). L'elettrolisi rappresenta attualmente il 2% della produzione globale di idrogeno.

I costi di produzione dell'idrogeno variano in funzione di diversi fattori: i prezzi dei combustibili fossili, elettricità e costo della CO2 emessa.

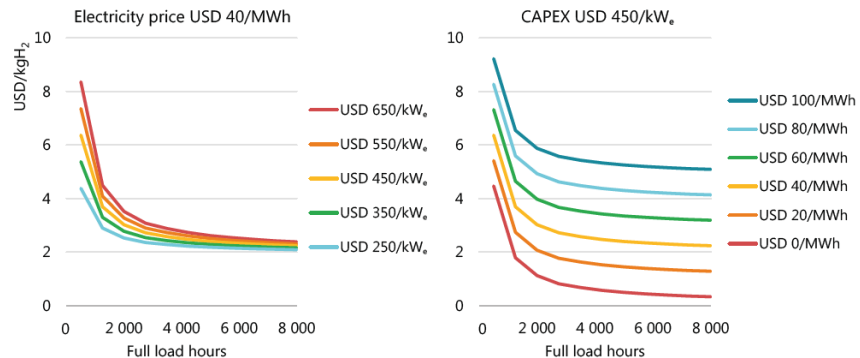
Figure 9. Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018



Notes: kgH<sub>2</sub> = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW<sub>H<sub>2</sub></sub>), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW<sub>H<sub>2</sub></sub>, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Figure 12. Future levelised cost of hydrogen production by operating hour for different electrolyser investment costs (left) and electricity costs (right)



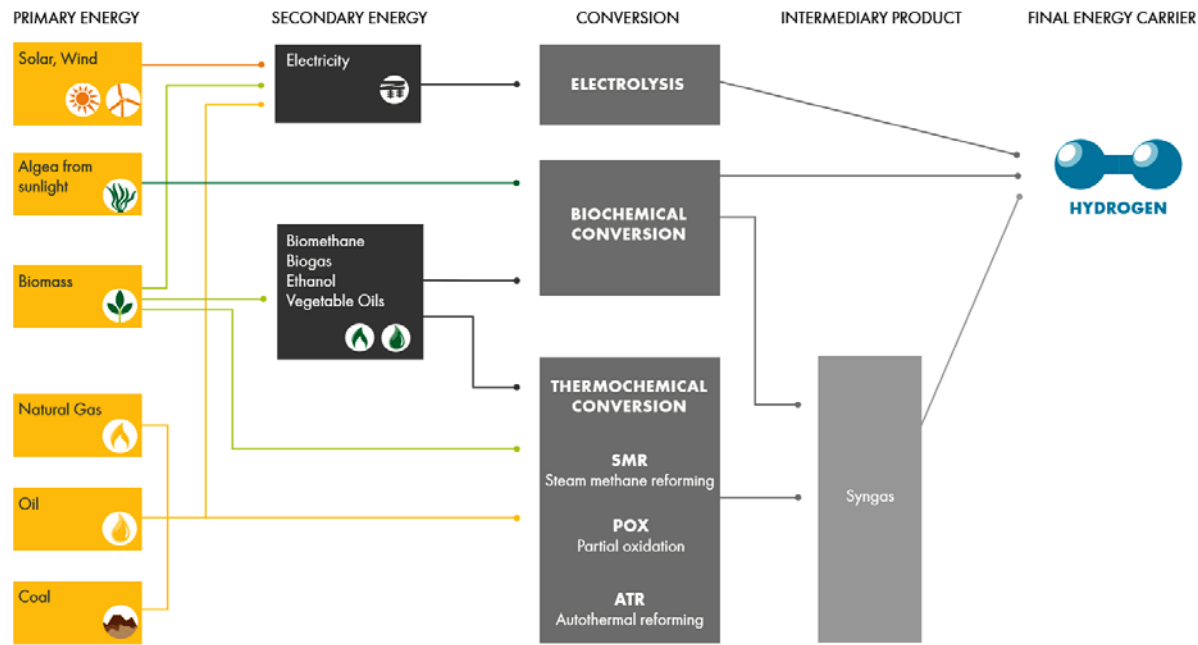
Notes: MWh = megawatt hour. Based on an electrolyser efficiency of 69% (LHV) and a discount rate of 8%.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

# La produzione di idrogeno

Le tecnologie di produzione possono essere classificate a seconda della natura del processo utilizzato per estrarre l'idrogeno da un composto che lo contiene (ad esempio elettrico, termico, chimico).

L'attuale produzione di idrogeno da **fonti fossili** e largamente dominata da processi di natura termochimica quali il reforming di idrocarburi, la gasificazione del carbone, la pirolisi di idrocarburi e il plasma reforming di idrocarburi.  
Emissioni: 830 MtCO<sub>2</sub>/anno

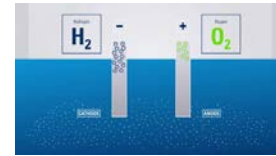


# La produzione di idrogeno

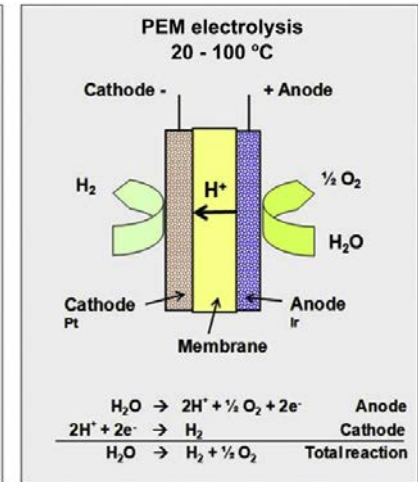
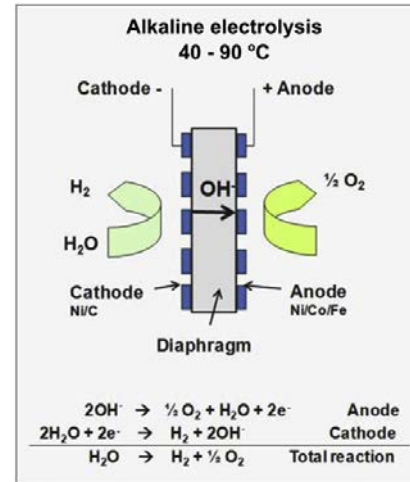
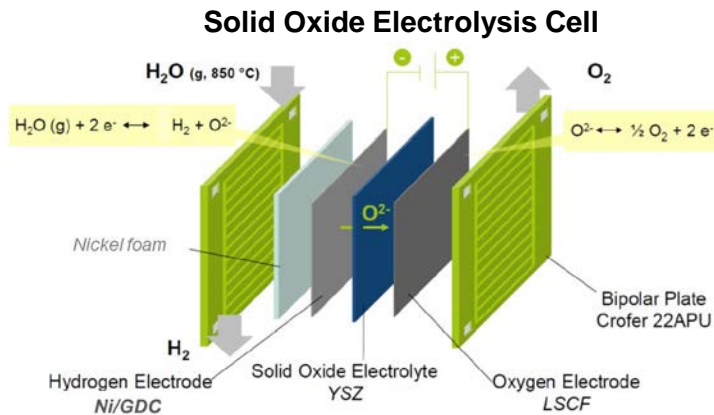
Una via alternativa per la produzione dell'idrogeno è l'**elettrolisi**.

Una corrente che passa attraverso due elettrodi (anodo e catodo) scinde la molecola dell'acqua in idrogeno e ossigeno.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> associate a questo processo di produzione sono quelle della produzione dell'energia elettrica.



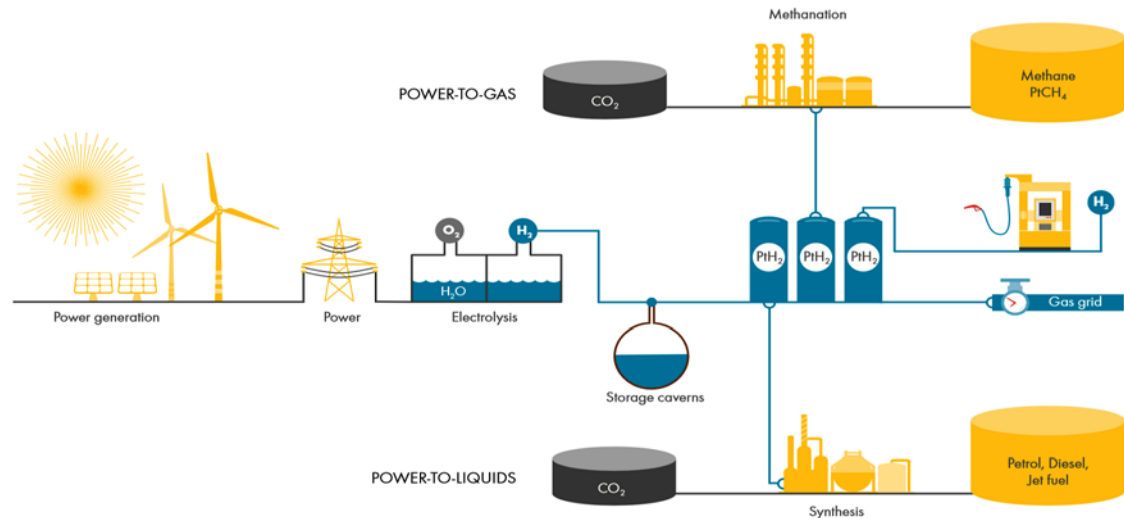
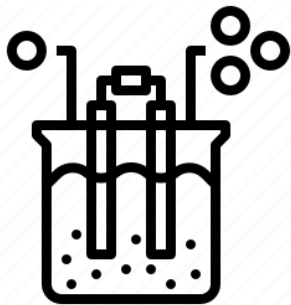
- elettrolizzatori alcalini (AEL);
- a membrana polimerica (PEM);
- ad ossidi solidi (SOEC).



# La produzione di idrogeno

Se l'energia elettrica per alimentare gli elettrolizzatori è prodotta da **fonti rinnovabili**, l'idrogeno generato è rinnovabile (green) e a emissioni quasi-nulle di CO<sub>2</sub>.

Ad oggi la produzione di idrogeno mediante l'elettrolisi copre una minima parte del mercato, e comporta emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera; l'elettricità prelevata dalla rete è ancora oggi prodotta in elevata % a partire da un mix di fonti primarie che includono combustibili fossili, quali carbone, oli combustibili e gas naturale.





# La produzione di idrogeno

## Principali caratteristiche della tecnologia degli **elettrolizzatori**

	AEL	PEMEL	SOEC
Temperatura [°C]	60-90	50-80	650-1000
Pressione tipica [bar]	1-10 (max 30)	30-80	1
Efficienza stack [% , PCI]	63-71%	60-79%*	90% e oltre
Consumo specifico stack [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	4,2-4,8	3,8-5	3
Efficienza sistema [% , PCI]	51-60%	46-63%**	76-82%***
Consumo specifico sistema [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	5-5,9	4,8-6,5	3,7-3,9
Taglia max modulo [MW]	20	18	0,15
Flessibilità [% carico nom]	20-100	0-100	-100 +100
Start-up caldo	1-5 min	< 10 s	15 min
Start-up freddo	1-2 h	5-10 min	ore
Vita tecnica sistema [anni]	30	20	?
Sostituzione stack [ore]	50-100000	50-80000	8-16000
CAPEX [€/kW]	450-1300	1000-1600	> 2000 ****
OPEX [%CAPEX/anno]	2-5	3-5	?
Grado di maturità	matura	Commerciale su piccola scala	Pre-commerciale

# L'accumulo di idrogeno

Ad oggi l'85% dell'idrogeno prodotto è destinato al consumo on site, e solo il 15% viene trasportato ad un punto di utilizzo diverso da quello di produzione.

Le modalità di accumulo disponibili sul mercato e impiegate su larga scala sono principalmente due: la compressione e la liquefazione.

## Industrial use

Pressure:  
200 bar  
300 bar



## H2 Transportation

Pressure:  
200 bar  
500 bar



## On Board

Pressure:  
350 bar  
700 bar



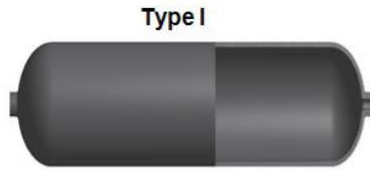
## H2 Stations

Pressure:  
~200 bar  
~500 bar  
1000 bar



# L'accumulo di idrogeno

Esistono diverse tipologie di serbatoi per l'idrogeno compresso



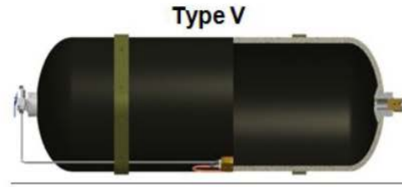
Type I

Aluminum or Steel  
No fiber reinforcement  
Proven technology  
Heavy



Type II

Aluminum or Steel  
Carbon fiber wrap  
Proven technology  
Somewhat heavy



Type V

No liner  
Full fiber reinforcement  
Risk of permeation  
Very light weight



Type III

Aluminum liner  
Full fiber reinforcement  
Risk of internal corrosion  
Light weight



Type IV

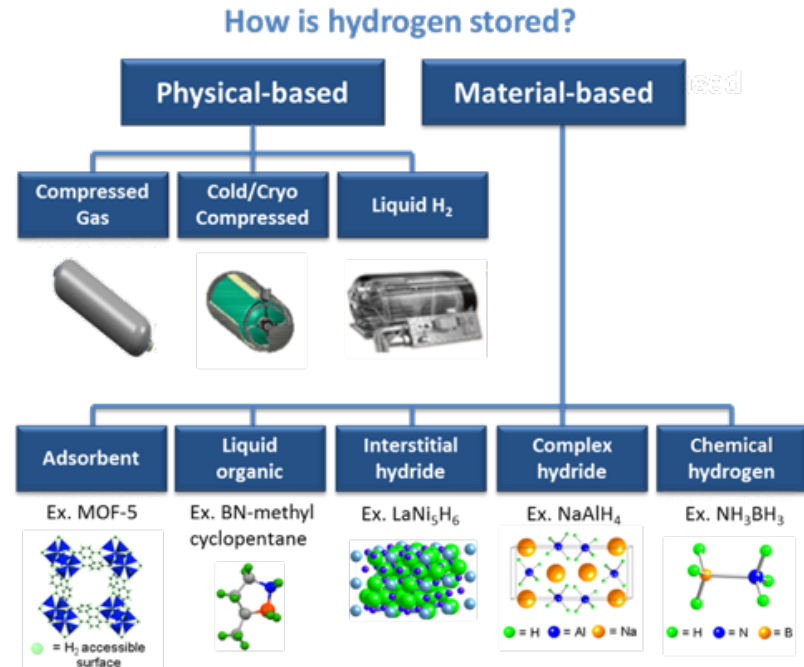
Plastic liner  
Full fiber reinforcement  
Risk of liner collapse  
Very light weight

# L'accumulo di idrogeno

L'accumulo allo **stato liquido** dell'idrogeno impone l'utilizzo di serbatoi criogenici termicamente superisolati che fanno aumentare il peso e volume del sistema completo, vanificando in parte i benefici della liquefazione.

Le criticità della compressione e della liquefazione del vettore idrogeno hanno portato ad un'intensa attività sullo sviluppo di sistemi di accumulo alternativi, allo stato liquido o solido:

- adsorbimento in materiali con elevata area specifica (nanostrutture);
- assorbimento in siti interstiziali di leghe metalliche;
- combinazione chimica in composti covalenti o ionici;
- ossidazione di metalli (Li, Na, Mg...) reattivi con acqua.



# Il trasporto di idrogeno

Il trasporto, unitamente all'accumulo, costituisce una delle maggiori criticità nella transizione dell'idrogeno da commodity chimica a vettore energetico.

- Trasporto sotto forma di gas compresso in bombole;
- Trasporto sotto forma liquefatta in serbatoi criogenici;
- Idrogenodotti.

**Il trasporto su gomma in bombole di gas compresso** (bombole, pacchi bombole e carri bombolai) è in genere l'opzione preferita per la distribuzione di piccoli quantitativi, inferiori a 1 t/giorno, a brevi distanze, di poche centinaia di km al massimo, con costi stimati da 0,65 a 1,73 \$/kg.



# Il trasporto di idrogeno

Distanze dell'ordine di centinaia di km e/o quantitativi importanti, pari a decine o centinaia di t/giorno, spostano la scelta verso il trasporto del prodotto liquefatto o verso condotte dedicate (**idrogenodotti**).

Il trasporto in condotte dedicate o in miscela con il gas naturale sembra essere l'opzione più ragionevole. L'investimento richiesto per la costruzione di gasdotti è tuttavia importante e si giustifica solo nel caso di grandi volumi trasportati e garantiti nel tempo.

La **miscelazione di idrogeno nella rete del gas naturale** può rappresentare una soluzione di compromesso, almeno fintanto che gli investimenti necessari per l'adeguamento delle reti esistenti al trasporto di miscele gas naturale/idrogeno risultino inferiori a quelli relativi alla costruzione di nuovi idrogenodotti dedicati.





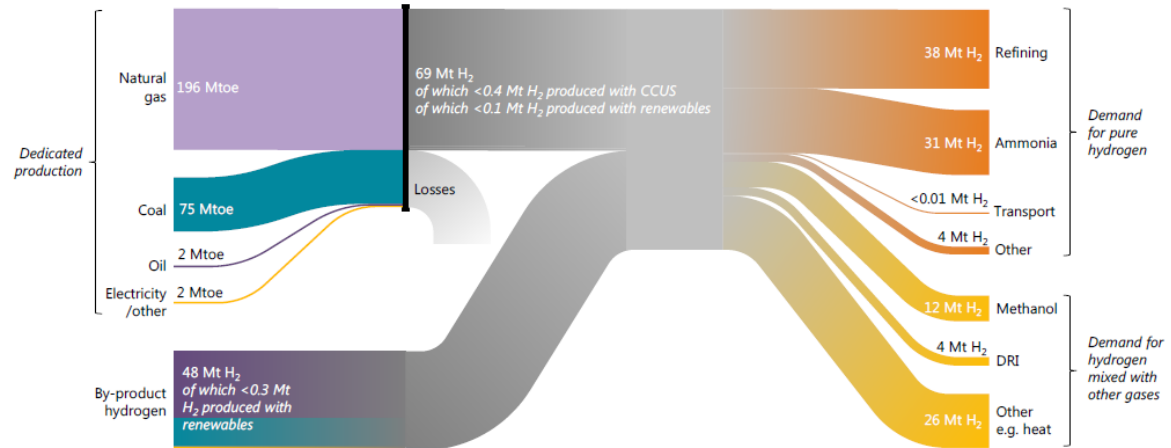
# Usi finali dell'idrogeno

Attualmente l'idrogeno trova il suo principale utilizzo nel **settore industriale**; per il 98% circa come commodity e solo per il 2% come vettore energetico.

Per soddisfare tali esigenze industriali, ogni anno nel mondo sono prodotti circa 550 miliardi m3 di idrogeno quasi interamente, da gas naturale, carbone e petrolio, con relativi impatti ambientali:

- 95% ai settori Cloro-Alcali, petrolchimico e raffinerie
- 3% al settore chimico e alimentare
- 2% ai consumi industriali sotto forma di H2 gassoso in bombole, pacchi, semirimorchi, H2 liquido, piccole produzioni on-site.

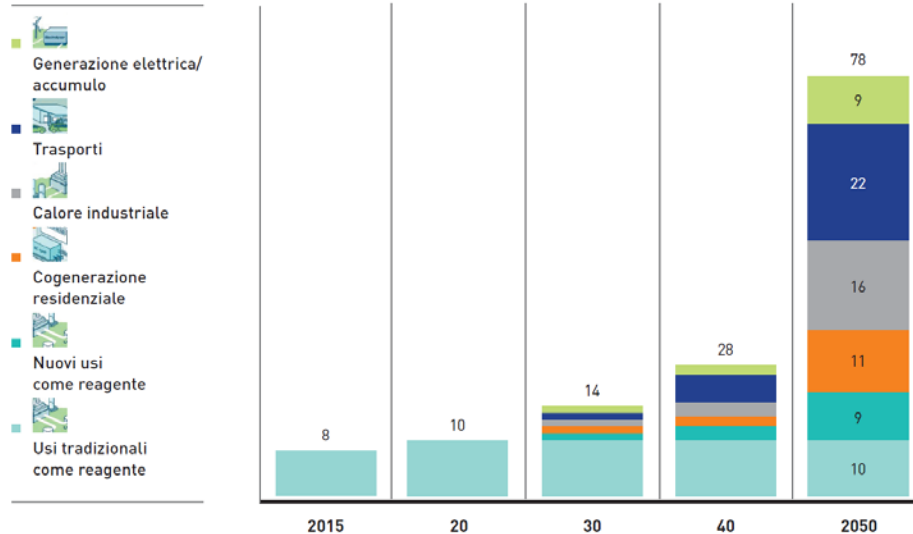
Utilizzo limitato dell'idrogeno come vettore energetico a causa degli **elevati costi di produzione** e della scarsa competitività rispetto alle tradizionali fonti energetiche.



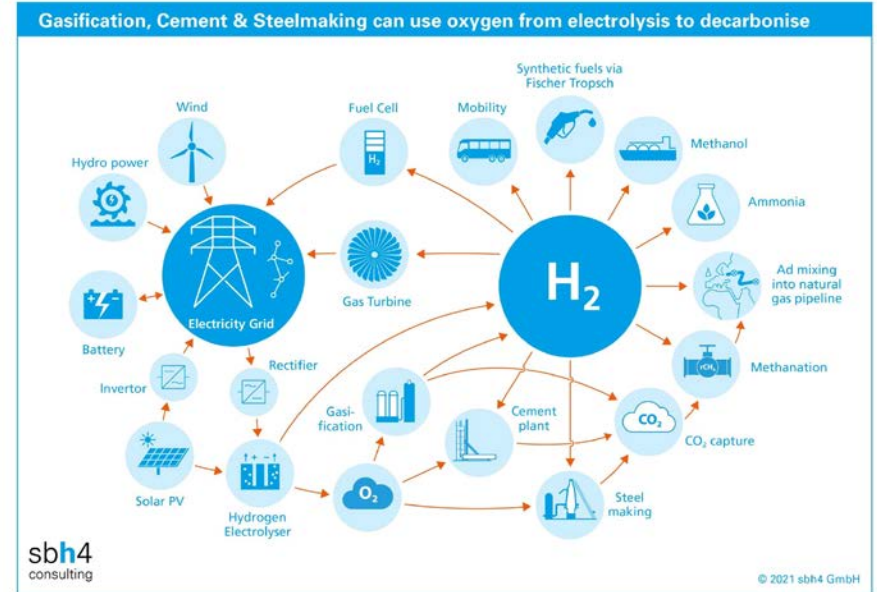
IEA, 2019

# Usi finali dell'idrogeno

Nel 2050 l'Hydrogen Council stima che il consumo di idrogeno sarà 8 volte superiore all'attuale, passando dagli attuali 10 EJ a circa 78 EJ.



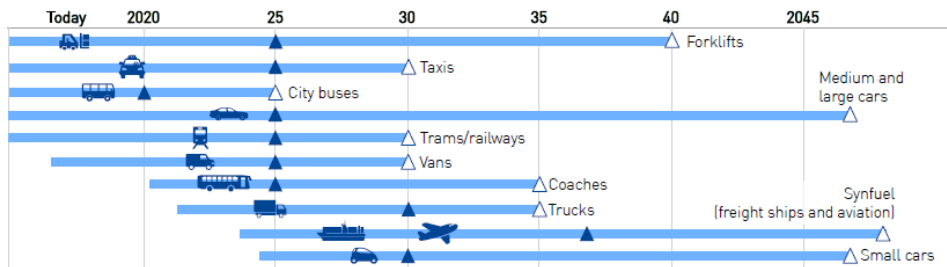
Hydrogen Council, 2017





# La mobilità ad idrogeno

▲ Ambitious scenario    △ Business-as-usual scenario    Start of commercialization    — Mass market acceptability!



Secondo l'Hydrogen Council, al 2050

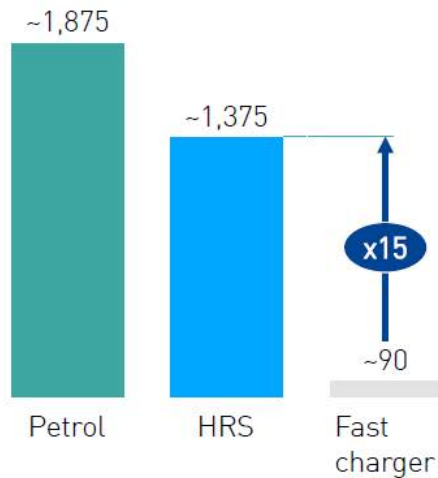
l'idrogeno potrebbe alimentare:

- una flotta globale di automobili, camion e autobus pari in media al 20-25% dei rispettivi segmenti di trasporto;
- i treni a idrogeno in sostituzione per circa il 20% di treni diesel;
- il 5% della fornitura mondiale di carburante agli aeroplani e alle navi mercantili.



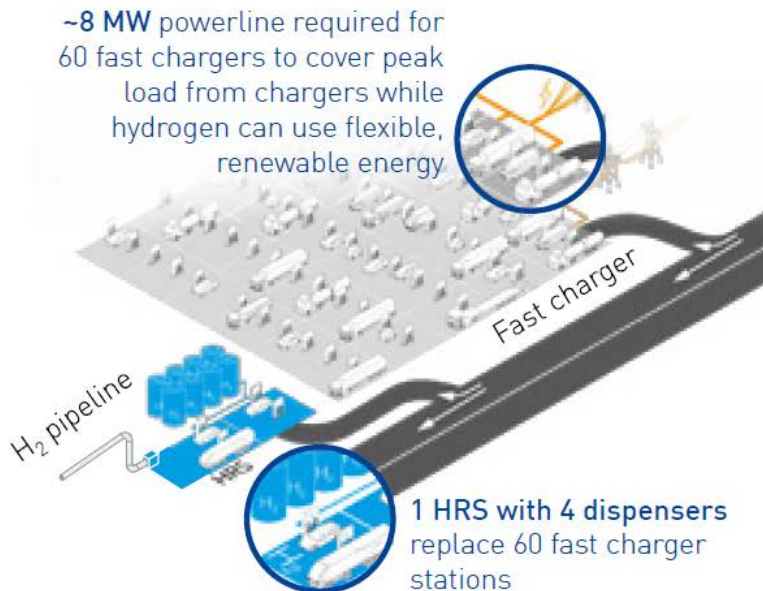
# Vantaggi dell'infrastruttura di rifornimento di idrogeno

Refueling speed  
Km/15 minutes of refueling

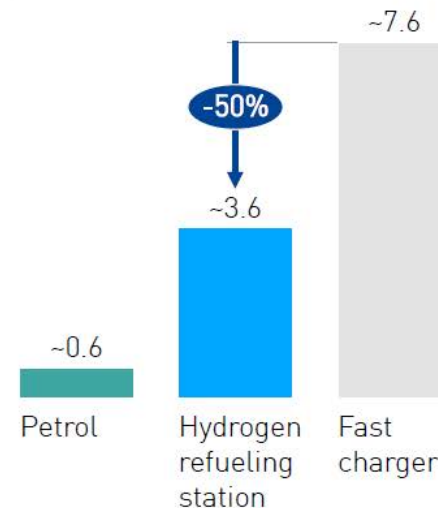


Hydrogen refueling is **15x faster** than fast charging

Space requirements



Investment costs per refueling  
EUR/refueling

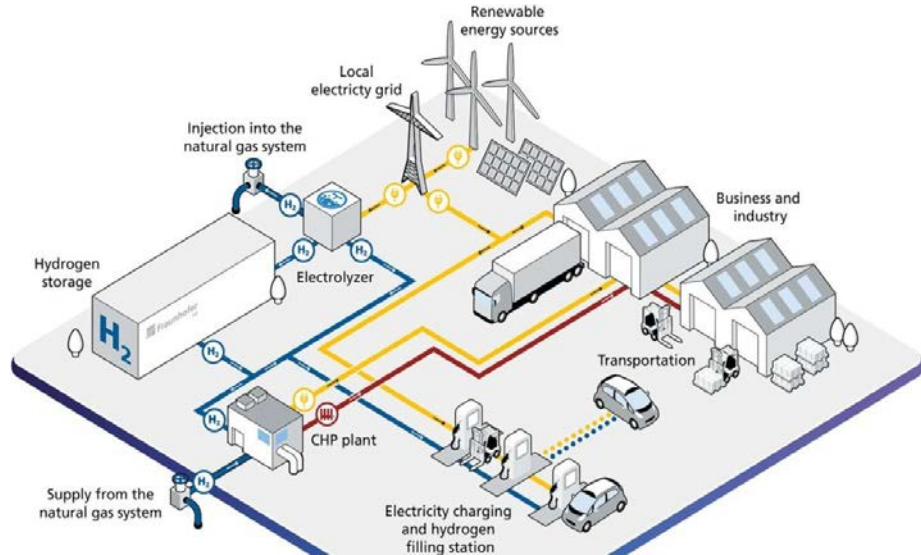


Hydrogen refueling is **half as capital-intensive** as fast charging

# Le stazioni di rifornimento di idrogeno

Le stazioni di rifornimento possono essere classificate in:

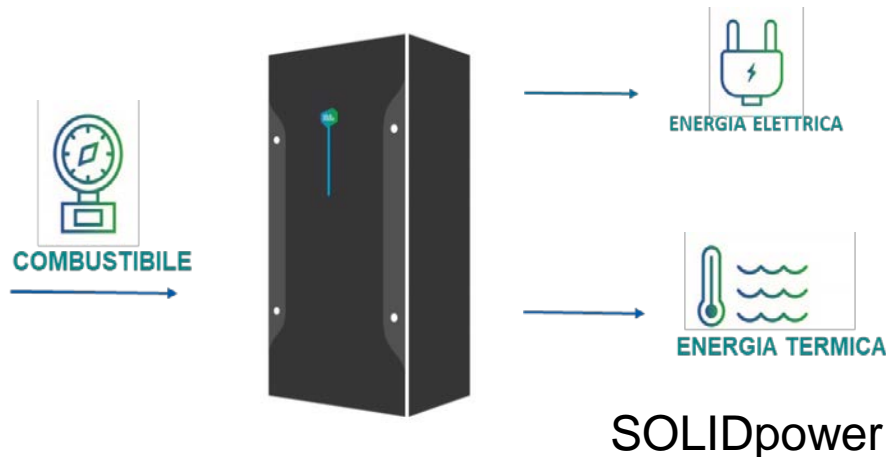
- Stazioni di rifornimento di tipo off-site (H<sub>2</sub> prodotto altrove e consegnato per lo stoccaggio e l'erogazione ai veicoli)
- Stazioni di rifornimento di tipo on-site (H<sub>2</sub> prodotto direttamente sul posto, stoccato ed erogato ai veicoli)



# La generazione stazionaria











Il mercato europeo per le applicazioni stazionarie ha una posizione di leadership, grazie anche ai progetti finanziati da FCH JU.

- **Integratori di Sistema:** Bosch, SOLIDpower, Viessmann, SOLENCO Power
- **Sviluppatori di stack:** Elcogen, Serengy, Ceres Power, Sunfire, HELION, Bosch and mPower/Hexis
- **Sistemi di grande taglia:** Convion (solid oxide fuel cells), AFC (alkaline FCs for waste hydrogen), PowerCell, NedStack (polymer FCs) and HELION



# La generazione stazionaria

## Micro cogeneratori con tecnologia FC – Mercato Europeo

Dachs InnoGen	Cerapower FC10 Logapower FC10	PEMmCHP G5	Elcore 2400	Galileo 1000 N	Inhouse 5000+	ENGEN 2500	BLUEGEN	Vaillant G5+	Vitovvalor
									
LT PEM	SOFC	LT PEM	HT PEM	SOFC	LT PEM	SOFC	SOFC	SOFC	PEM
700W	700W	2kW	300W	1kW	5kW	2.5kW	2kW	1kW	700W
Natural Gas	Natural Gas, Gas	Natural Gas + Biogas	Natural Gas	Natural gas+ Biogas	Natural gas + Biogas + H2	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Floor	Floor	Floor	Wall	Floor	Floor	Floor	Floor	Wall	Floor
SenerTec	Bosch Thermotechnik	Dantherm Power	Elcore	Hexis	RBZ	Solid power	Solid power	Vaillant	Viessmann

# Prospettive di sviluppo

## **Produzione di idrogeno**

Riduzione del costo specifico di investimento, maggiore flessibilità operativa, più elevata efficienza di trasformazione energetica, produzione di idrogeno a pressione medio-alta.

Il funzionamento in modalità reversibile porterà grandi vantaggi nell'utilizzo dell'idrogeno non solo come vettore, ma come effettivo accumulo di energia elettrica.

## **Accumulo di idrogeno**

Sviluppo di materiali strutturali a bassa densità ed a elevata resistenza meccanica per lo stoccaggio di idrogeno compresso ad alte pressioni (70-100 MPa).

Sviluppo di soluzioni ad alta densità volumetrica e in massa ed a bassa pressione (in particolare idruri metallici).

Sviluppo di sistemi di accumulo di idrogeno allo stato liquido in serbatoi criogenici.



# Prospettive di sviluppo

## **Trasporto di idrogeno**

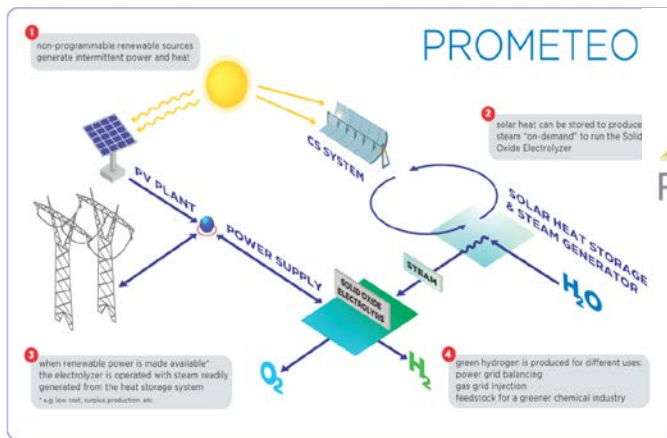
Opzioni di trasporto alternative, che prevedono la trasformazione del vettore idrogeno in un secondo vettore, ad alta densità energetica e con caratteristiche chimico fisiche più favorevoli al trasporto stesso. Metanolo, Ammoniaca, vettori di idrogeno organici liquidi (LOHC– Liquid Organic Hydrogen Carrier)

## **Usi finali dell'idrogeno**

Lo sviluppo della filiera dell'idrogeno prevedrà un'espansione degli impieghi nel settore industriale, del trasporto, della micro-cogenerazione residenziale, e nel settore della generazione di energia elettrica e calore.

Tecnologia delle celle a combustibile: miglioramento dell'affidabilità operativa, prolungamento della vita utile e la riduzione dei costi di investimento.

# Progetti di ricerca e sviluppo



**PROMETEO** aims at producing **green hydrogen from renewable heat & power sources** by high temperature electrolysis in areas of low electricity prices associated to photovoltaic or wind. The challenge of the project is to optimize the coupling of the **SOE** with two intermittent sources: **non-programmable renewable electricity and high-temperature solar heat from Concentrating Solar (CS) systems with Thermal Energy Storage (TES)** to supply solar heat when power is made available.





# Progetti di ricerca e sviluppo



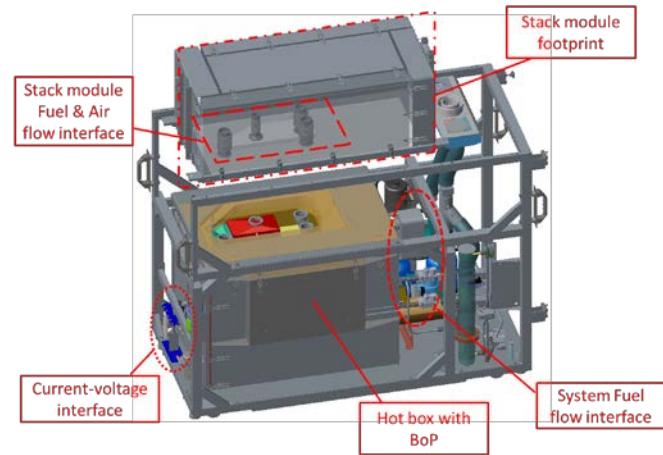
SO-FREE aims to design, develop and test 2 **fuel-flexible** ( $H_2/CH_4$ ) **CHP** systems (5 kW-class) based on solid oxide cell technology.

A **standardized stack-system interface** will be realized to test the 2 systems with 2 different stack modules ( $T_{op} = 650^\circ C$  vs.  $850^\circ C$ ).

The systems will be pre-certified for CE approval and validated for 9 months each in operational environment. A new standard will be proposed for the stack-system interface.



[www.so-free.eu](http://www.so-free.eu)



# Progetti di ricerca e sviluppo

W2G

Waste  
2  
Grids

EPFL

ENEA

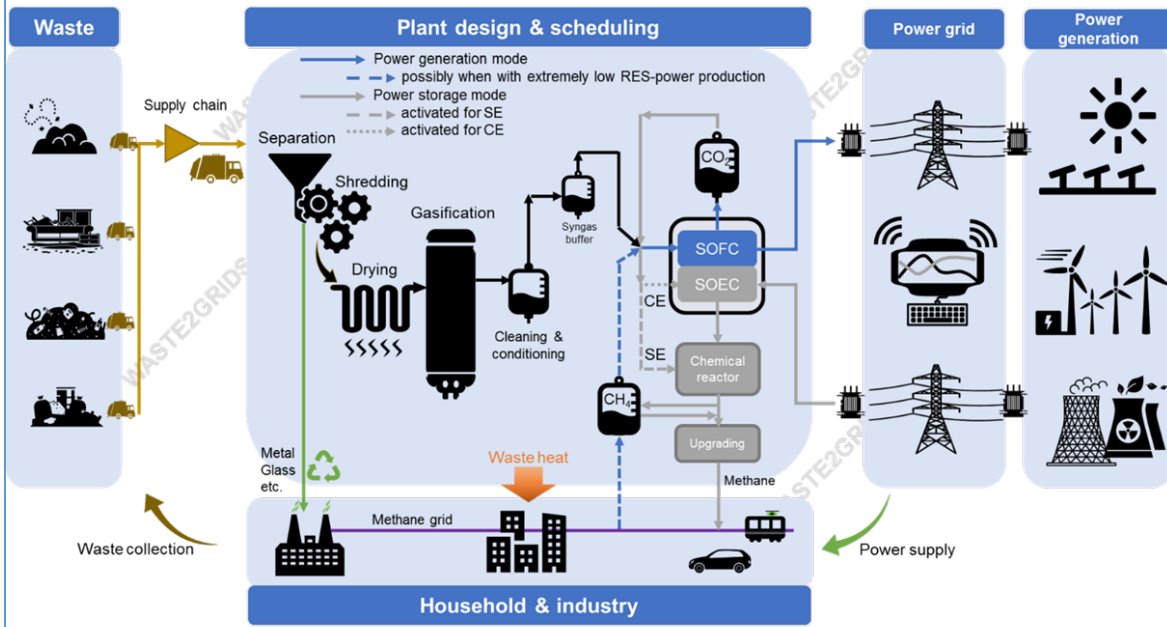
SOLID  
POWER

DTU

ENEA

## A single, **dual-mode** plant for power storage and generation

EU H2020 project WASTE2GRIDS: A contribution to circular economy



Converting WASTE to Offer Flexible GRID Balancing Services with Highly-integrated, Efficient Solid-oxide Plants



# Progetti di ricerca e sviluppo

## e-SHyIPS - Ecosystem Knowledge in standards for hydrogen implementation on passenger ship

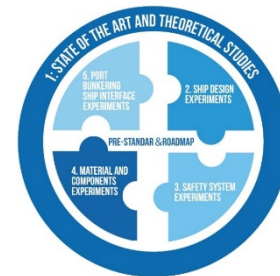
e-SHyIPS project will integrate theoretical pre-normative research activities on standards with simulation and laboratory experiments, in order to provide the needed knowledge to design an appropriate certification process and spot future standardization activities to enhance the EU normative and regulatory landscape.



e-SHyIPS is a project funded by the European Union Framework Programme for Research and Innovation Horizon 2020 under GA n. 101007226



**e-SHyIPS**  
ON THE WAVE OF HYDROGEN



[www.e-shyips.com](http://www.e-shyips.com)



CINECA

DAMEN

danans



# Progetti di ricerca e sviluppo

## 4x4 FC Yard Truck @ Grimaldi Terminal



ATENA  
FUTURE TECHNOLOGY



FCHJU funding € 1,100,000 approx.

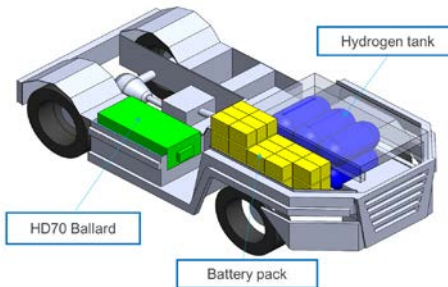


ATENA, Grimaldi Group, Ballard, National Hydrogen Centre, Fundacion Valenciaport



Development and deployment a 4x4 Yard Tractor equipped with a Fuel Cells and test it in Valencia Terminal Europa (Grimaldi Group). It involves three tasks:

- Design of the new FCEV YT
- Assembling of new components in the YT
- Testing and Piloting of the FCEV YT in Valencia, Spain



# SUSTAINABLE MOBILITY

## FUEL CELL ELECTRIC VEHICLE

BY ATENA

2014



### FIRST HY-BIKE

**250 W**  
500 W FUEL CELL POWER  
NO BATTERY PACK  
METAL HYDRIDE (MH) AS H2 STORAGE  
140 km RANGE

2015



### SPORT HY-BIKE

**500 W**  
HYBRID POWER UNIT  
500 W FUEL CELL POWER  
13Ah@36V BATTERY PACK  
REMOVABLE MH CARTRIDGES  
H2@15 BAR  
90 km RANGE

2016



### HY-BIGA

**1000 W**  
HEAVY DUTY ELECTRIC TRACTOR  
1000 W FUEL CELL POWER  
METAL HYDRIDE (MH) AS H2 STORAGE  
12 HOURS CONTINUOUS OPERATION

2017



### HY-SCOOTER

**2 kW**  
HYBRID POWER UNIT  
1000W FUEL CELL POWER  
20Ah@48V BATTERY PACK  
REMOVABLE MH CARTRIDGES  
H2@15 BAR  
120 km RANGE

2018



### HY-APE

**6 kW**  
HYBRID POWER UNIT  
2500W FUEL CELL POWER  
35Ah@72V BATTERY PACK  
REMOVABLE MH CARTRIDGES  
H2@15 BAR  
120 km RANGE

2019



### HY-QUBO

**12 kW**  
HYBRID POWER UNIT  
30 kW FUEL CELL POWER  
40Ah@148V BATTERY PACK  
COMPRESSED HYDROGEN  
H2@700BAR  
500 km RANGE

2020



### HY-YARD TRUCK

**180 kW**  
HYBRID POWER UNIT  
85 kW FUEL CELL POWER  
100Ah@680 V BATTERY PACK  
COMPRESSED HYDROGEN H2@350BAR  
16 HOURS CONTINUOUS OPERATION



# ATENA

FUTURE TECHNOLOGY



Viviana Cigolotti, PhD  
viviana.cigolotti@enea.it



1101 0110 1100  
0101 0010 1101  
0001 0110 1110  
1101 0010 1101  
1111 1010 0000

