

CÁTEDRA
RAFAEL MARIÑO
DE NUEVAS TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS



CÁTEDRA
DE TRANSICIÓN
ENERGÉTICA



EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO



**APLICACIÓN INDUSTRIAL
DEL HIDRÓGENO**
20 de Octubre de 2021

comillas.edu

José Ignacio Linares

Director de la Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética (Comillas – ICAI)

Investigador de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas

HIDRÓGENO EN 2019 (ton/año)

Figure 17. Total demand for hydrogen in 2019 by country

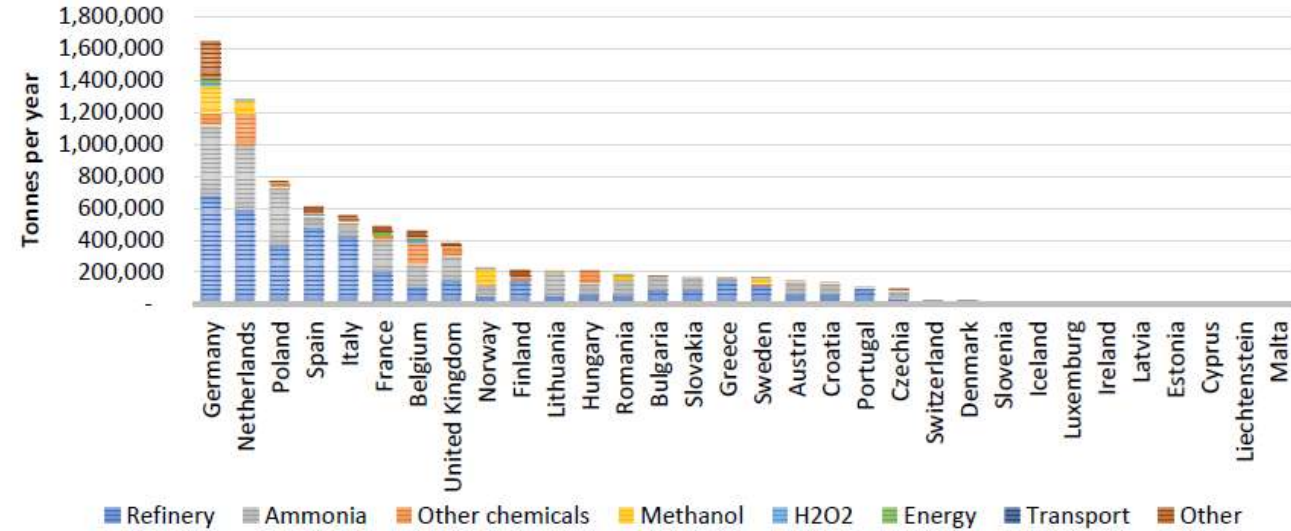
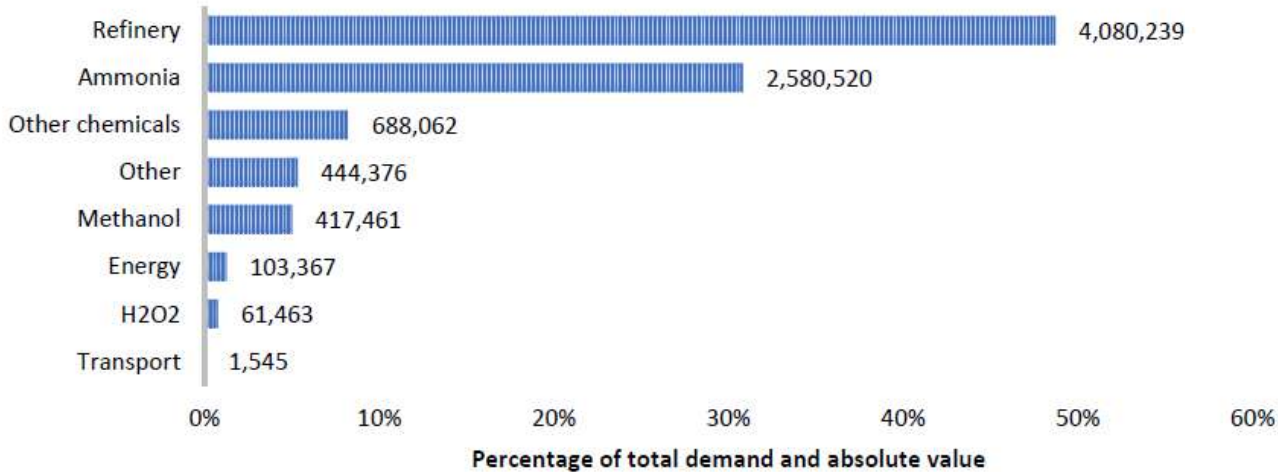
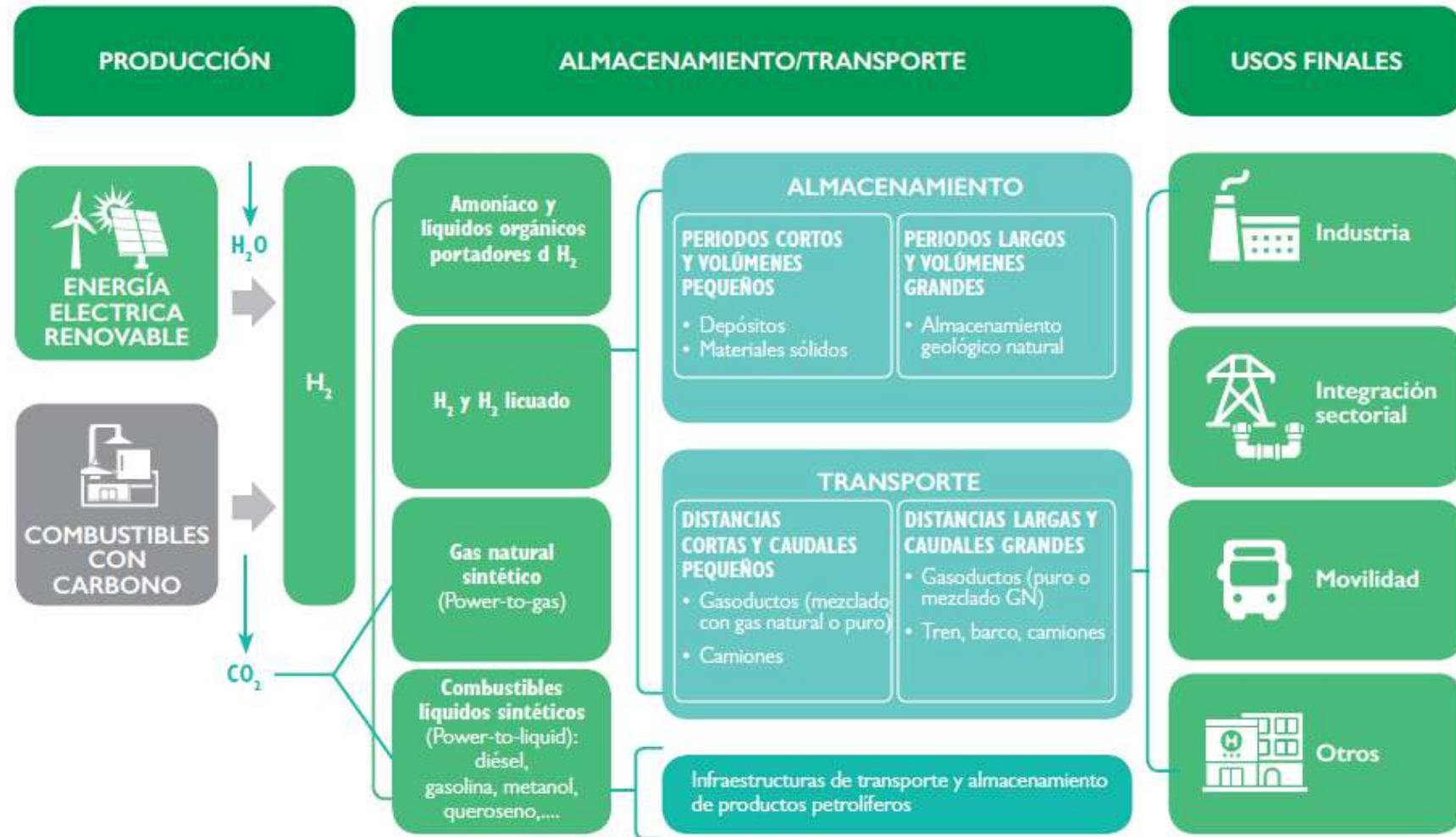


Figure 16. Total demand for hydrogen in 2019 by application



VECTOR ENERGÉTICO

- NO es energía primaria, sino secundaria
- Vector energético: permite llevar formas de energía primaria a usos finales
- Admite conversión directa de energía (Energía química \Rightarrow Energía eléctrica), sin pasar por un ciclo termodinámico
- Otros vectores energéticos: electricidad, gasolina, GLPs,...



[MITECO, Hoja de ruta del hidrógeno renovable, 2020]

PRODUCCIÓN Métodos

- **Gris:** procedente de gas natural sin CCS
- **Azul:** procedente de gas natural con CCS
- **Verde:** procedente de renovables. Normalmente por electrólisis, pero no siempre.
- **Amarillo:** electrólisis a partir del mix nacional
- **Rosa/púrpura:** electrólisis de nuclear
- **Marrón:** procedente de carbón
- **Turquesa:** pirólisis de carbón o gas natural (residuo carbonoso, no CO₂)

	FUENTES Y TECNOLOGÍAS PARA PRODUCIR HIDRÓGENO	AGUA						Hidrocarburos, biomasa o carbón							
		Electrólisis ambiente	Electrólisis de alta temperatura	Ciclos termoquímicos	Reducción de óxidos metálicos	Biofotólisis	Fotoelectrólisis	Reformado	Reformado + CAC	Pirólisis, gasificación	Pirólisis, gasificación + CAC	Plasma	Plasma + CAC	Fermentación	Fermentación + CAC
RENOVABLES	Eólica	Verde													
	Biomasa, RSU							Verde	Azul (-)	Turquesa	Verde (-)	Verde (-)		Verde (-)	
	Solar térmica de concentración		Verde	Verde	Verde			Gris	Azul	Turquesa					
	Solar FV	Verde													
	Luz solar					Verde	Verde								
FÓSILES	Gas natural							Gris	Azul	Turquesa					
	Carbón									Marrón	Azul	Marrón	Azul		
NUCLEAR	Nuclear Gen II y III	Verde													
	Nuclear Gen IV		Verde	Verde	Verde			Gris	Azul	Turquesa					

PRODUCCIÓN Electrólisis renovable

[IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction, 2020]

Figure ES1. A combination of cost reductions in electricity and electrolysers, combined with increased efficiency and operating lifetime, can deliver 80% reduction in hydrogen cost.

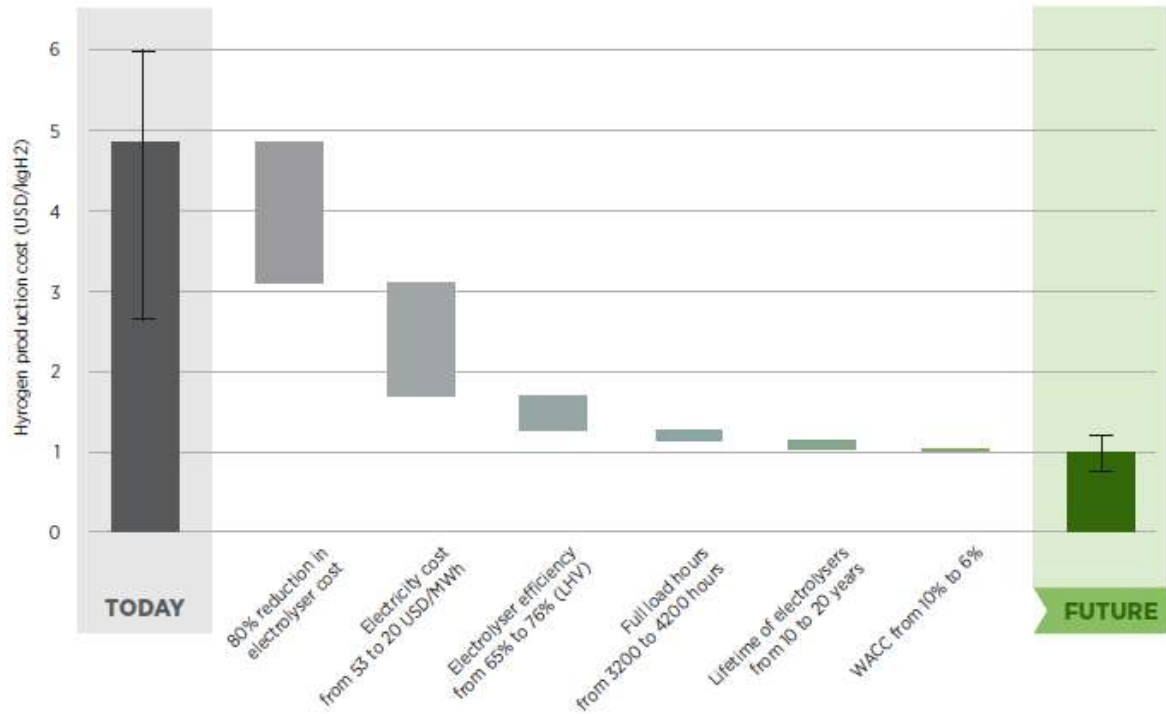
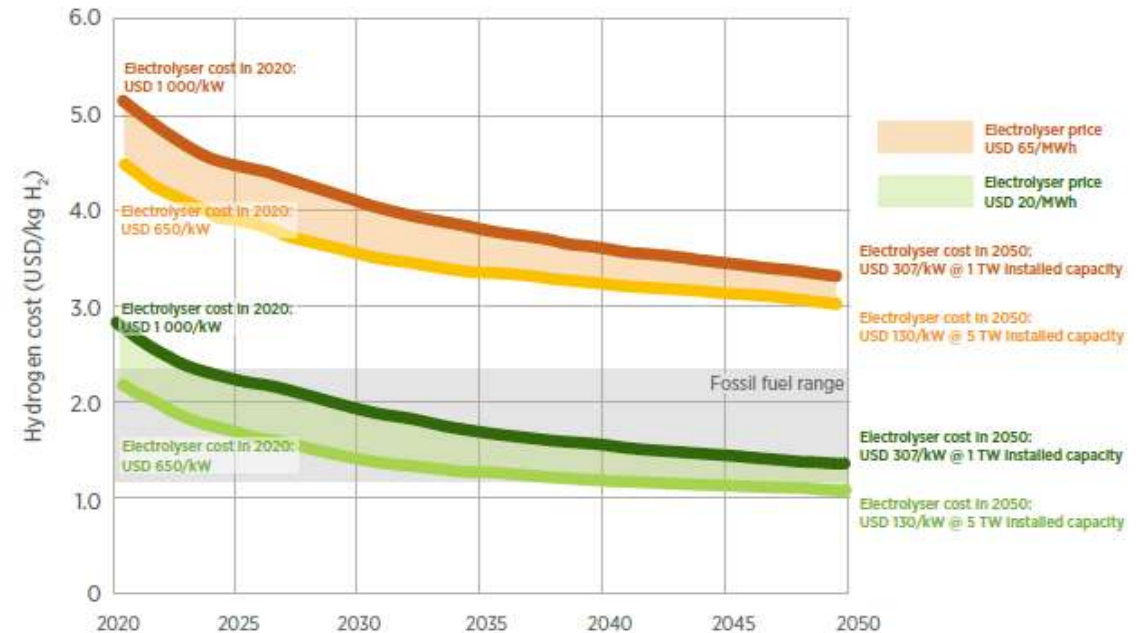


Figure ES2. Cost of green hydrogen production as a function of electrolyser deployment, using an average (USD 65/MWh) and a low (USD 20/MWh) electricity price, constant over the period 2020-2050.



Note: Efficiency at nominal capacity is 65%, with a LHV of 51.2 kilowatt hour/kilogramme of hydrogen (kWh/kg H₂) in 2020 and 76% (at an LHV of 43.8 kWh/kg H₂) in 2050, a discount rate of 8% and a stack lifetime of 80 000 hours. The electrolyser investment cost for 2020 is USD 650-1000/kW. Electrolyser costs reach USD 130-307/kW as a result of 1-5 TW of capacity deployed by 2050.

PRODUCCIÓN

Electrólisis renovable

Table ES1. Key performance indicators for four electrolyser technologies today and in 2050.

	2020				2050			
	Alkaline	PEM	AEM	SOEC	Alkaline	PEM	AEM	SOEC
Cell pressure [bara]	< 30	< 70	< 35	< 10	> 70	> 70	> 70	> 20
Efficiency (system) [kWh/KgH ₂]	50-78	50-83	57-69	45-55	< 45	< 45	< 45	< 40
Lifetime [thousand hours]	60	50-80	> 5	< 20	100	100-120	100	80
Capital costs estimate for large stacks (stack-only, > 1 MW) [USD/kW _{el}]	270	400	-	> 2 000	< 100	< 100	< 100	< 200
Capital cost range estimate for the entire system, >10 MW [USD/kW _{el}]	500-1000	700-1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

	Eólica en isla	FV en isla	Neto (pool bajo)	Neto (pool alto)
wacc [%]	8	8	8	8
Vida [años]	31,8 a 20	38,9 a 20	11,7	11,7
Factor de amortización [%]	8,76 a 10,2	8,42 a 10,2	13,5	13,5
Uso [horas/año]	2.200	1.800	6.000	6.000
Coste FV o Eólica [€/MWh _e]	25	25	- 25	- 25
Coste pool [€/MWh _e]	0	0	50	80
Coste normalizado del hidrógeno [€/kg]	3,76 a 4,14	4,16 a 4,73	2,76	4,49

PRODUCCIÓN Hidrógeno dorado

- La electrólisis con renovables no es la única forma de producir hidrógeno verde
- El biometano es un gas renovable que se produce a partir de biogás, tras un proceso de upgrading y es indistinguible del gas natural
- El biogás procede de residuos: RSU, lodos de EDAR, residuos ganaderos y agrícolas, agroindustrias...
- Si se captura el CO₂ liberado se obtendrían emisiones negativas
- Hidrógeno dorado = Hidrógeno verde – captura de CO₂ (azul)
- Capacidad de producción a partir de FORSU: 4 kg H₂/pax-año
 - Población España: 47,35 Mpax
 - Producción a partir de FORSU en España: 189.400 ton/año (31,6 % demanda)
 - Equivalencia en electrólisis (2000 heq/año): 5.493 MW = 5,5 GW (> 4 GW previstos en 2030 por Hoja de Ruta España)



PRODUCCIÓN Hidrógeno dorado

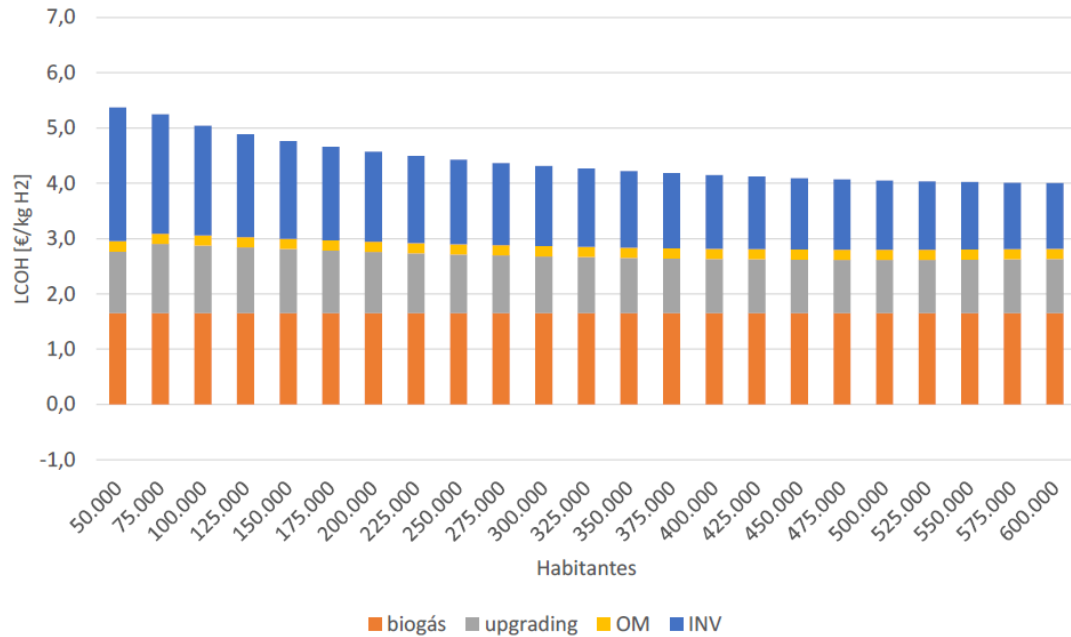


Figura 1. Costes normalizados de la producción de hidrógeno verde con SMR a partir de biometano procedente de FORSU, para diferentes poblaciones abastecidas por el vertedero [3].

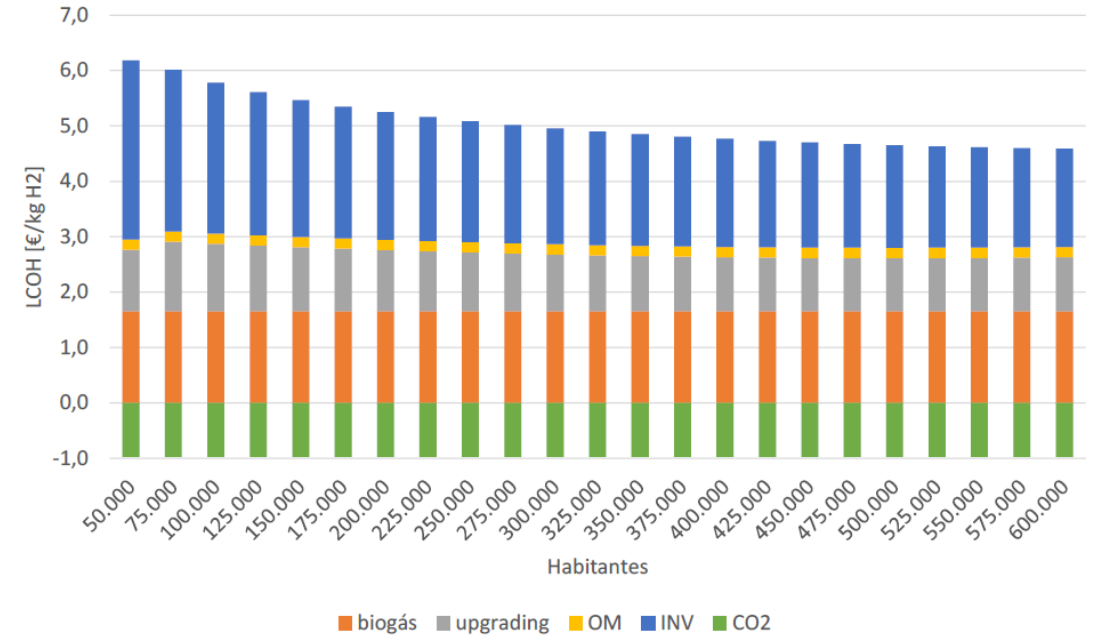
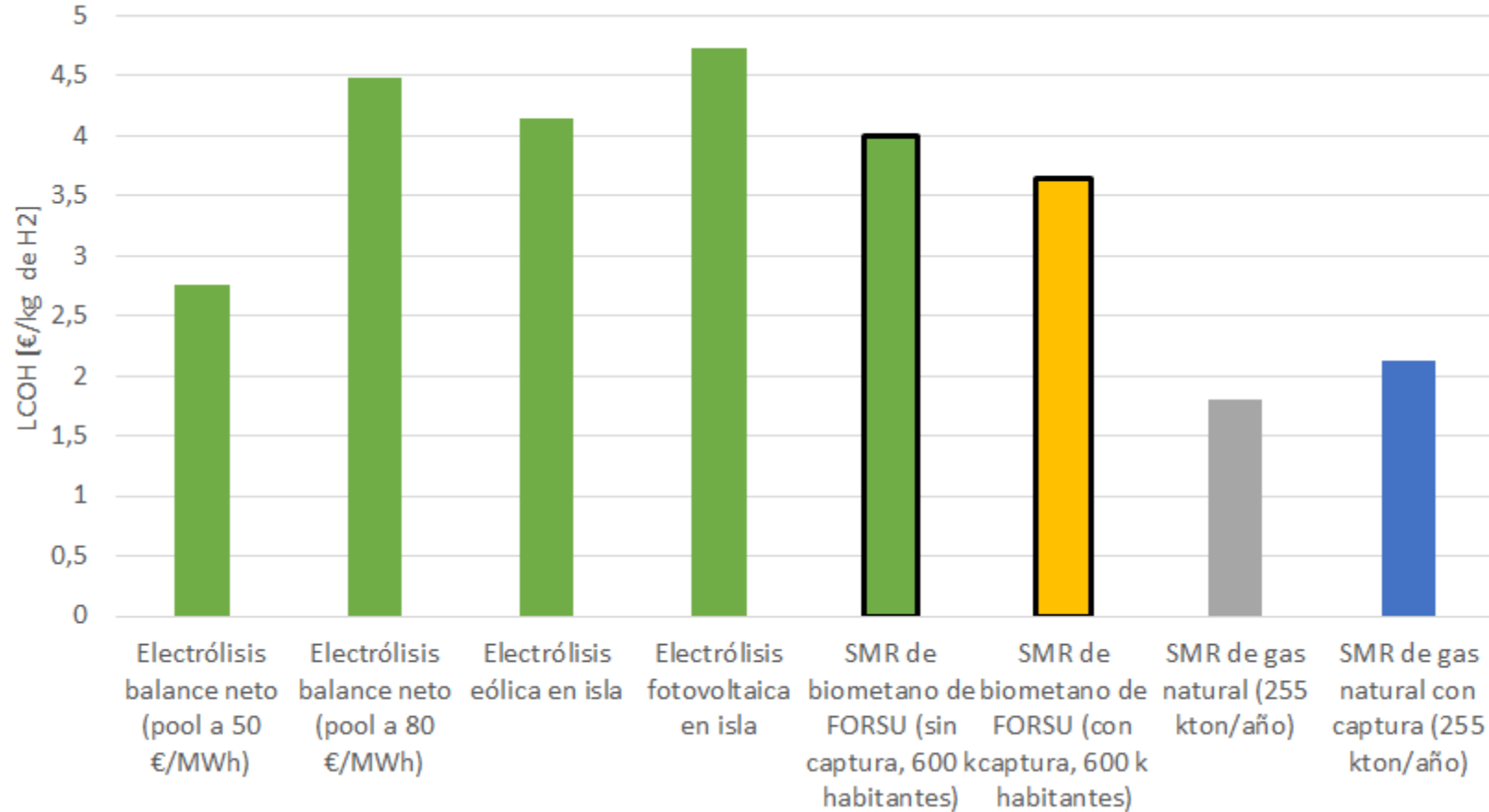


Figura 2. Costes normalizados de la producción de hidrógeno dorado con SMR y captura de CO₂ a partir de biometano procedente de FORSU, para diferentes poblaciones abastecidas por el vertedero [3].

[Linares, Moratilla, Arenas, VIII Congreso de Ingenieros de ICAI, 2021]



PRODUCCIÓN Hidrógeno dorado



Repsol produce hidrógeno a partir de biometano en una refinería española

UPSTREAM ONLINE / 05 OCTUBRE 2021



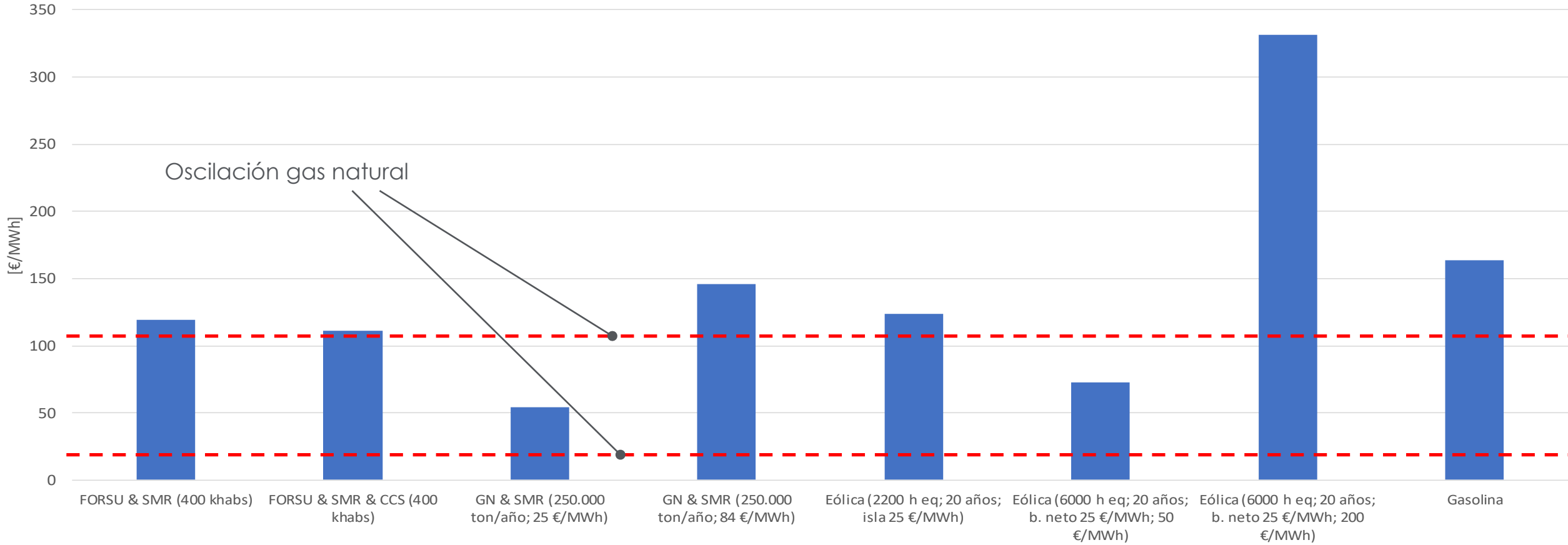
[Upstream Online, 5/10/2021]

[HY.GEN, generación in-situ de H₂ por SMR]

El hidrógeno producido a partir de la FORSU de la ciudad de Madrid sería capaz de abastecer el consumo de toda la flota de autobuses urbanos si todos fuesen de pila de combustible.

PRODUCCIÓN

Comparativa de costes [€/MWh]



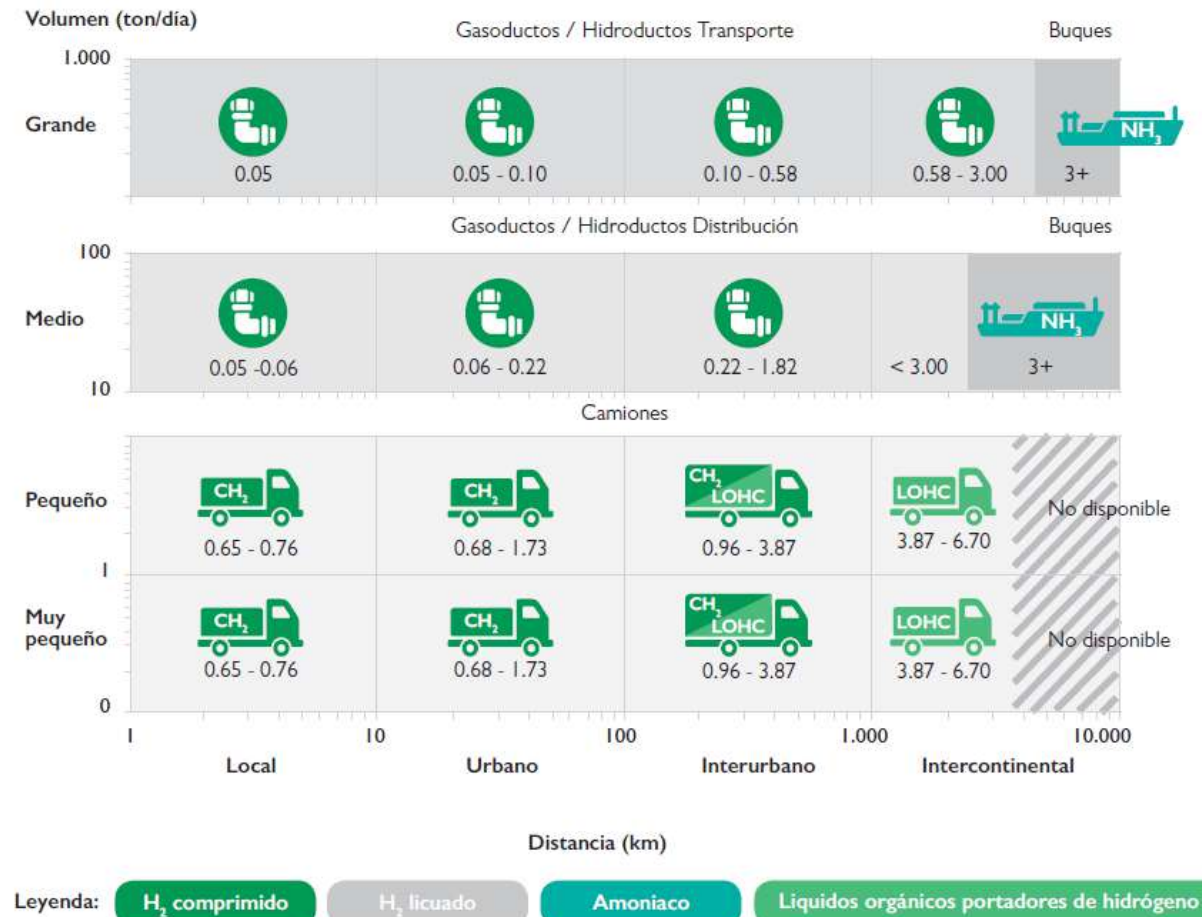
- Se trata de un gas muy ligero, con una baja densidad energética por unidad de volumen.
- Almacenamiento gaseoso:
 - Compresión hasta 300 ó 700 bar para aplicaciones de transporte.
 - Autoconsumo del orden del 10% de la energía contenida.
 - Se alcanzan densidades de 1,611 kWh/dm³
- Almacenamiento licuado.
 - Condensación a 20 K (-253 °C). Aplicación transporte pesado o logística de hidrógeno.
 - Autoconsumo del orden del 30% de la energía contenida.
 - Densidad de 2,375 kWh/dm³
- Ad(b)sorción/desorción: hidruros metálicos (sólidos), líquidos orgánicos (LOHC), ...
 - Adsorción (sólidos) o Absorción (líquidos)/desorción
 - Gran peso en los hidruros (aplicaciones estacionarias)
 - Almacenamiento en baja presión (5 a 30 bar); aprovechamiento de logística convencional (LOHC)

TRANSPORTE DISTRIBUCIÓN

[MITECO, Hoja de ruta del hidrógeno renovable, 2020]

Figura 5. Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg). Fuente: Bloomberg NEF. Hydrogen Economy Outlook, March 30, 2020

- Camiones como hidrógeno comprimido (CH_2) o en portadores orgánicos (LOHC), para volúmenes y distancias pequeñas (Hidroductos virtuales)
- Hidroductos para volúmenes medios/grandes, hasta 3000 km
- Barcos para transporte intercontinental (en forma de amoníaco o licuado)
- Mezclado con gas natural (hasta 20% en volumen)
- Fragilización de conductos: recubrimientos internos



APLICACIONES

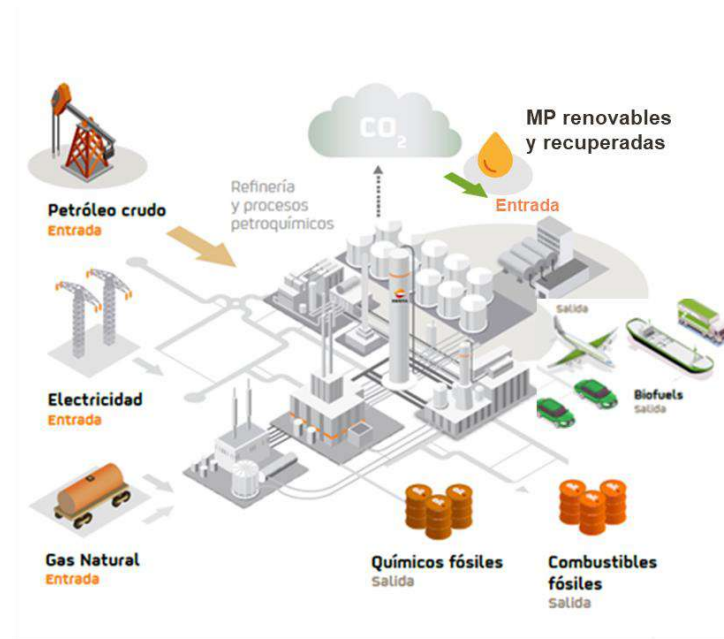
Materia prima y combustión

- Materia prima:
 - Actualmente se consumen 500.000 ton/año en España
 - Refinerías, químicas, metalúrgicas
 - Origen normalmente gris
 - objetivo de la Hoja de Ruta España: 30% verde para 2030
 - objetivo Fit for 55 (UE): al menos 50% del consumido en la industria ha de ser verde para 2030
- Industrias con alta demanda de temperatura
 - Difícil electrificación
 - Hidrógeno como combustible
- Integración de la industria en la economía circular
 - Producción de hidrógeno a partir de biometano de RSU, lodos de EDAR y residuos ganaderos o agroindustrias
 - Industria en comunidad
- Almacenamiento estacional

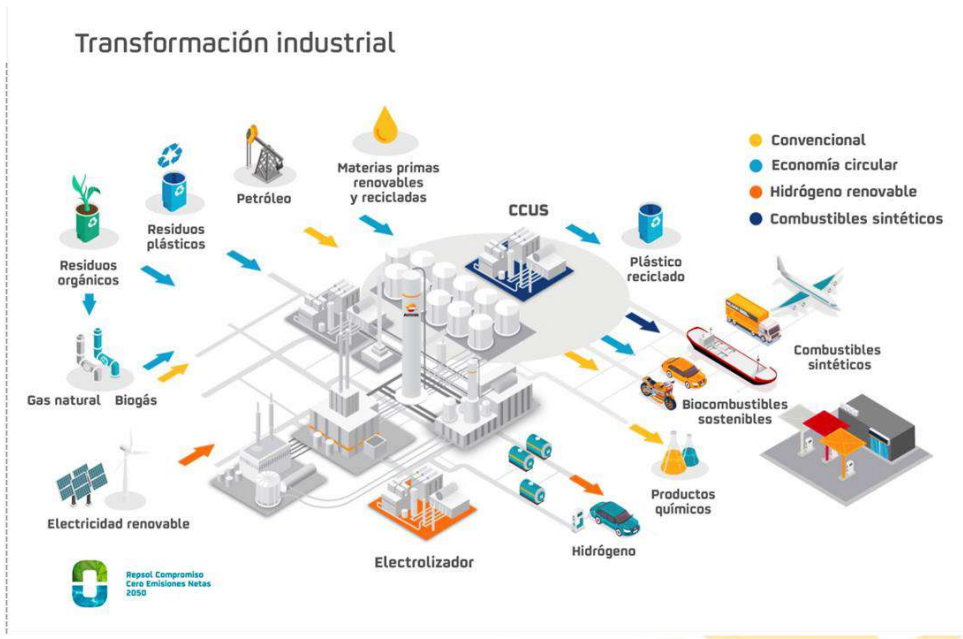


APLICACIONES Circularidad

- Nuevo paradigma: Industria en comunidad
- La industria produce:
 - Bienes vendibles
 - Empleo
 - Residuos revalorizables (redes de distrito)
- La localidad próxima produce:
 - Residuos que son materia prima para producir gases renovables, entre ellos hidrógeno



ACTUAL



FUTURO

De los procesos y materias primas actuales...

... a refinerías bajas en emisiones

APLICACIONES

Generación distribuida

[BOSCH, near term SOFC system]

- Fabricante alemán (BOSCH)
- Comercializable en 2022
- Pila de combustible SOFC de 10 kW
- Solución modular, apilable
- Eficiencia:
 - 60% eléctrica
 - 25% térmica
- Alimentación:
 - Hidrógeno
 - Biogás
 - Gas natural/biometano
- Experiencias anteriores con PAFC ([experiencia UTC](#))



APLICACIONES

Almacenamiento (P2G2P)

- Fabricante australiano (LAVO)
- Producto ya comercial
- Almacenamiento: 40 kWh
- Potencia: 5 kW
- Tensión: 48 V DC
- Hidruros metálicos (30 años de vida útil)
- Integra:
 - electrolizador a partir de FV con batería
 - Hidruros metálicos
 - Pila de combustible para descarga
- Justificado en entornos remotos; en general es más eficiente P2G u usar el hidrógeno para usos directos (movilidad, materia prima...) que hacer P2G-G2P [[He et al., Energy Environ. Sci. 2021, 14, 4635](#)]

[[LAVO, Hydrogen Battery System](#)]



APLICACIONES

Almacenamiento (P2G2P/G)

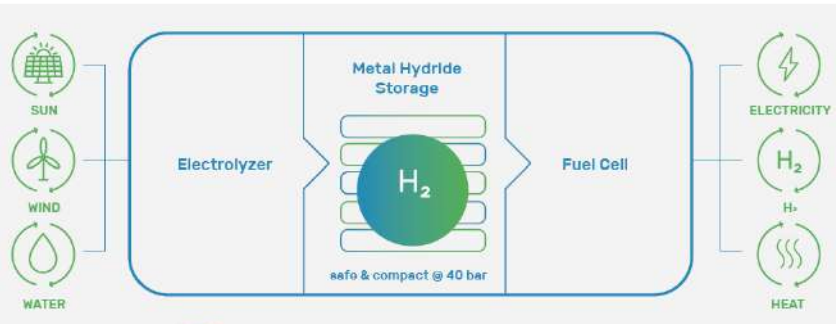


	Energy storage capacity 165 - 420 kWh electrical 10 - 25 kg H₂ @ max. 40 bar
	Nominal load 8 kW
	Peak load 14 kW (30 min)
	Output voltages 120 V / 230 V / 400 V - 50 Hz

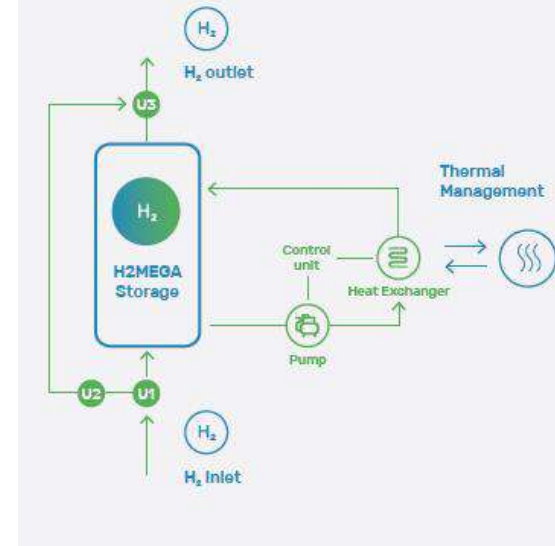
	Power during outage 8 kW for 18 - 52 h
	Electrolyzer 1 - 4 kg hydrogen per 24 h
	Dimensions / Weight 3 m x 2.5 m x 2.6 m / 4,000 - 6,000 kg



	Hydrogen storage capacity / unit up to 260 kg (units can be clustered / stacked)
	Energy storage capacity / unit > 8,6 MWh
	Dimensions 13150 x 1360 x 1350 mm
	Transport weight 30,000 kg
	Operating weight 35,000 kg (Cooling water approx. 3-6 tons)
	Storage unit transportable by Truck & train
	H ₂ loading/unloading mass flow up to 65 kg H₂/h (standard conditions)
	Pressure range 0,5 - 40 bar(g)
	Temperature range 20°C - 70 °C
	H ₂ quality spec 5.0 - (99.999%)
	Ad-/ Desorption energy ~4 kWh/ kg H₂



[GKN
Hydrogen]



- El almacenamiento el hidrógeno de electricidad (P2G2P) a gran escala es más económico que las baterías al no tener que aumentar el número de celdas, sólo el depósito de hidrógeno. [Pratt, 2021]

CONCLUSIONES

- En la descarbonización no existe la “bala de plata”. Hay muchas soluciones y cada una tiene su nicho. Es preciso considerar la neutralidad tecnológica y ser conscientes de que descarbonización no es sinónimo de electrificación.
- El hidrógeno abre una oportunidad a la integración de renovables, facilitando el almacenamiento estacional y una diversidad de usos.
- El hidrógeno también abre la puerta a la economía circular mediante la revalorización de residuos orgánicos.
- La industria puede descarbonizarse mediante hidrógeno verde:
 - Reemplazando el hidrógeno gris como material prima
 - Reemplazando combustibles fósiles en procesos de combustión
 - Combinándose con CO₂ capturado de la industria produciendo eco-combustibles (neutros en carbono), que facilitan el uso de infraestructuras y equipos actuales



CÁTEDRA
RAFAEL MARIÑO
DE NUEVAS TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS



CÁTEDRA
DE TRANSICIÓN
ENERGÉTICA



Gracias por su atención

www.comillas.edu/catedra-rafael-marino

linares@comillas.edu

comillas.edu

