

Análisis de la inyección directa de hidrógeno verde al sistema existente de gas natural en Uruguay (PtG).

R. Rojas Tattá¹, E. Teliz^{1,2}, V. Diaz¹

1 GIIE, Instituto de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, J. Herrera y Reissig 565, CP 11300, Montevideo, Uruguay.

2 Laboratorio de Electroquímica Fundamental, GIIE, Instituto de Química Biológica, Facultad de Ciencias, Universidad de la República, Iguá 4225, CP 11400, Montevideo, Uruguay.

verodiaz@fing.edu.uy

Introducción

PtG es el proceso de convertir electricidad en hidrógeno gaseoso como vector energético, resultando una opción para gestionar las energías renovables y desfosilizar el sector energético, como meta para la neutralidad climática: para generar electricidad inyectándolo en pilas de combustible, en redes existentes de gas, ya sea mezclado con el gas natural (GN) o produciendo gas natural u otros combustibles sintéticos con CO₂ capturado. Una de las principales ventajas del PtG es su capacidad para aprovechar la infraestructura existente de transporte, distribución y usos del GN, evitando costosas inversiones en nuevas cañerías y almacenamiento de energía (GIZ; PtX Hub, 2019). Al inyectar H₂ en la red de gas (gas natural enriquecido con hidrógeno/HENG), se reduce la dependencia de combustibles fósiles y se optimiza el uso del sistema de transporte de gas (Quarton y otros, 2018). HENG con una concentración de hasta un 20% de H₂ resultaría viable e intercambiable técnicamente por GN puro (FHA, 2023).



Figura 1. Plataforma de prueba estática (arriba) y dinámica (abajo) de inyección de H₂ verde a sistemas de GN. (FHA, 2023)

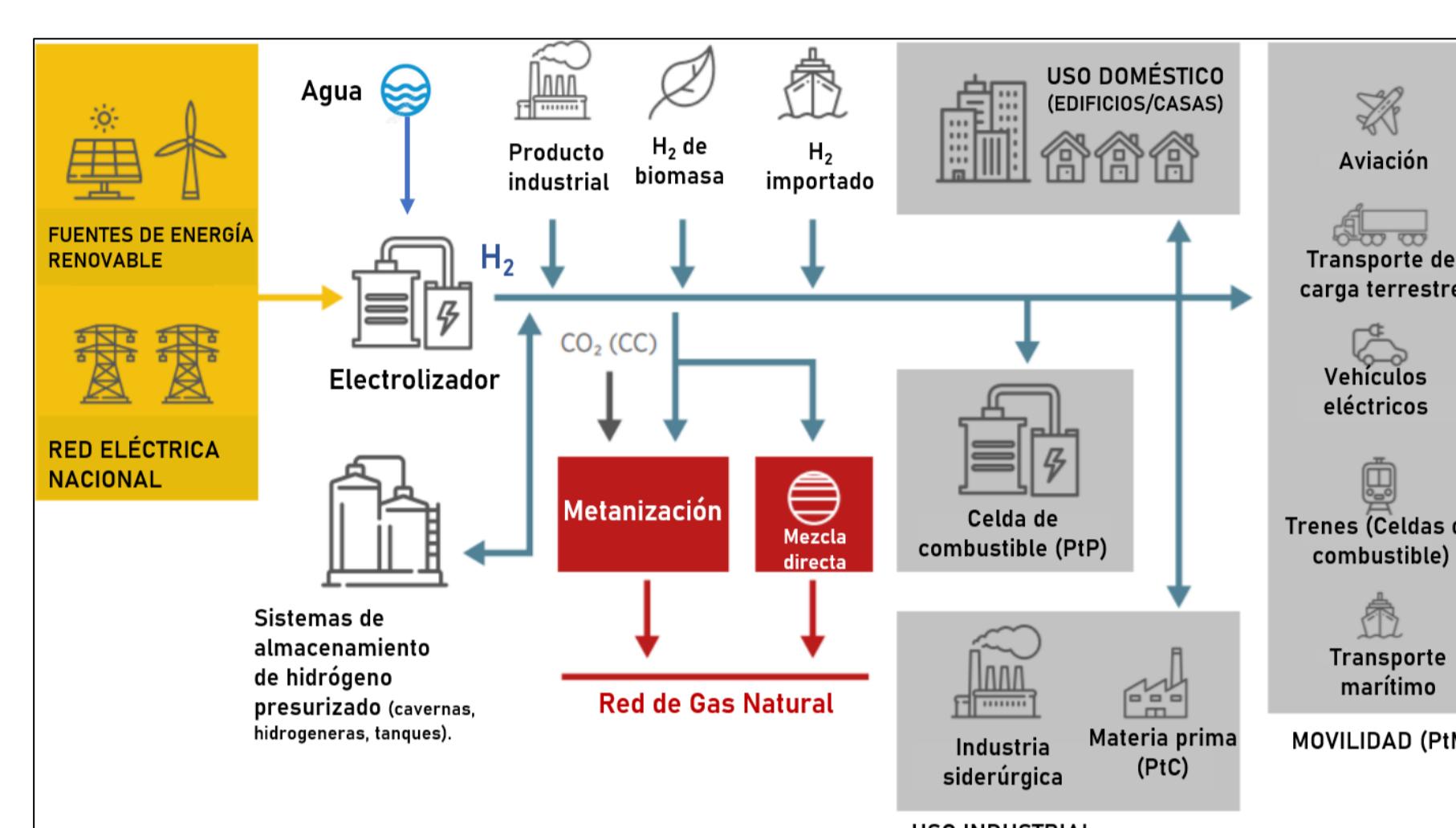


Figura 2. Esquema simplificado de PtX, con énfasis en PtG (rojo). (IRENA, 2018)

Metodología

La intercambiabilidad del HENG es importante a la hora de la incorporación del hidrógeno a los sistemas existentes de GN (índice de Wobbe - IW). Se considera que dos gases son intercambiables cuando se puede sustituir uno de ciertas características por otro de características diferentes, sin afectar la operación de combustión del gas en el artefacto o las instalaciones que utilizan ese combustible. Los gases de la misma familia, cuyo IW (ec. 1) no se diferencia en más de un 4%-5%, se considerarían intercambiables, sin requerir modificaciones en términos operativos relativos a la combustión (Shkarovskiy y otros, 2022). Los resultados de un HENG con composición típica de GN (Martínez y otros, 1995), (AGA, 2017) se muestran en la tabla 1 (Rojo: No intercambiable; Verde: Intercambiable).

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{G}}$$

PCS: es el poder calorífico superior del gas;
G : Es la densidad relativa del gas.

Ec. (1)

Tabla 1. Desviación del índice de Wobbe del HENG con respecto a GN de composición típica.

Propiedad	Concentración de hidrógeno en gas natural												
	0%	5%	10%	15%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
PM (M) (kg/kmol)	17,17	16,41	15,65	14,89	14,14	12,62	11,10	9,58	8,07	6,55	5,03	3,52	2,00
Densidad Relativa	0,607	0,580	0,554	0,527	0,500	0,446	0,392	0,338	0,285	0,231	0,177	0,123	0,070
p (Kg/Sm ³) comb)	0,744	0,711	0,678	0,645	0,612	0,546	0,481	0,415	0,349	0,283	0,217	0,151	0,085
PCS (kcal/Sm ³)	9303	8985	8667	8349	8031	7395	6759	6122	5485	4848	4209	3567	2914
Wobbe (kcal/Sm ³)	11937	11793	11648	11504	11360	11072	10791	10523	10280	10088	9999	10154	11047
% desviación Wobbe GN	0,00	-1,21	-2,41	-3,62	-4,83	-7,24	-9,60	-11,84	-13,88	-15,49	-16,23	-14,93	-7,46

Con los valores de la tabla 1, se determinó: cuánto hidrógeno se requeriría para obtener el HENG de hasta 20% de H₂ en mezcla, la disminución de emisiones de CO₂ con respecto al uso de GN puro y cuál será la potencia instalada de electrólisis que se requerirá para producir este H₂, así como también las características de estas instalaciones. Además, se estudió en qué ubicación idónea del sistema de abastecimiento (transporte o distribución) de GN podría ubicarse el punto de mezcla (Tenconi, 2024).

Para dimensionar la planta de hidrógeno, se tomaron en cuenta los siguientes parámetros: porcentajes de mezcla admisible para el HENG (Tabla 1; hasta 20%), caudal de hidrógeno requerido, consumos energéticos modelo (Ibagón y otros, 2023), tasa de degradación, consumo de agua característico por tipo de electrólisis, superficie relativa requerida por tipo de electrólisis y presión requerida para la inyección en la red. Se consideró, además, que la planta trabajaría con la potencia instalada de la red eléctrica nacional (On-Grid).

Tabla 2. Parámetros tecnoeconómicos.

Electrolizador	Consumo (kWh/kg _{H2})	Eficiencia (%)	Agua consumida (L/kg H ₂)	FC	Costo relativo (USD/kW)
EAL	62,7-59,5	62-66	22	91%	900
PEM	52,3	60-70	18		1.446

Resultados

Los resultados referentes a la cantidad de hidrógeno requerida para una demanda de GN de 72MM Sm³ año (BEN, 2023) y su contribución a la disminución de emisiones de CO₂ a la atmósfera se presentan en la tabla 3. Los resultados tecnoeconómicos de la planta de electrólisis (Alcalina AEL y Acida PEM), para un factor de capacidad de 91% (8000 h/año) se muestran en la tabla 4.

Tabla 3. Hidrógeno requerido y disminución de emisiones de CO₂

%H ₂ en HENG	H ₂ requerido (kg/h)	Volumen GN (MMSm ³)	Em.de CO ₂ (MtonCO ₂ eq)	Disminución de em. de CO ₂
0%	-	72,0	0,141	-
5%	35,66	70,8	0,139	1,63%
10%	73,94	69,6	0,136	3,38%
20%	159,63	66,7	0,131	7,30%

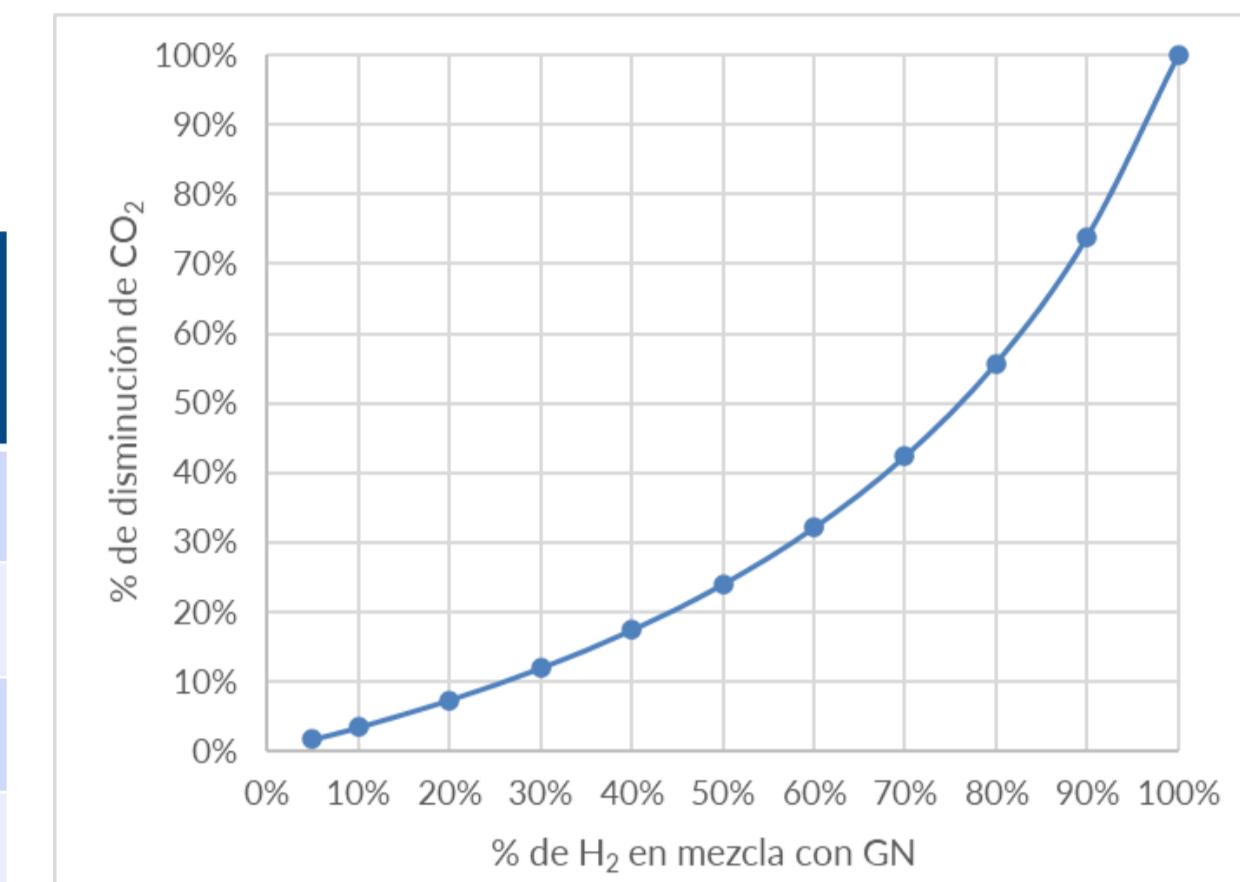


Figura 3. Disminución de emisiones al usar HENG en la combustión.

Tabla 4. Resultados tecnoeconómicos.

% H ₂ en HENG	Tecnología	QH ₂ (kg/h)	Pot _{req} inicial (MW)	Pot _{req} año 10 (MW)	Aqua (L/h)	Área (m ²)	Costos (MMUSD)
5%	AEL	35,66	2,39	2,62	784,5	119,5	2,15
	PEM		2,05	2,38	641,9	77,9	2,96
10%	AEL	73,94	4,96	5,43	1 626,8	247,8	4,46
	PEM		4,25	4,93	1 330,9	161,5	6,15
20%	AEL	159,63	10,70	11,72	3 511,8	535,0	9,63
	PEM		9,17	10,64	2 873,3	348,6	13,27

Conclusiones

- La inyección de hasta 20% de hidrógeno (H₂) en los gasoductos existentes en Uruguay es técnicamente viable sin requerir modificaciones en los usuarios finales.
- Será necesario instalar una planta de electrólisis con una potencia de entre 11 MW (PEM) y 12 MW (AEL).
- Esta estrategia mejoraría la gestión de las energías renovables y contribuiría a la reducción de emisiones de CO₂.
- Una mezcla con 20% de H₂ reduciría las emisiones a 0,131 MtCO₂eq, equivalente al 1,83% del total del sector energético.
- La incorporación de H₂ permitiría una disminución del uso de gas natural (GN) importado:
- 5% H₂: -1,63% de consumo de GN; 10% H₂: -3,38% de consumo de GN; 20% H₂: -7,30% de consumo de GN (=5,3 MMSm³/año) (ver tabla 3 y figura 3).
- El punto de inyección óptimo depende del uso final, la demanda y la ubicación de los usuarios.
- La inyección de hasta 20% de hidrógeno (H₂) en los gasoductos existentes en Uruguay es técnicamente viable sin requerir modificaciones en los usuarios finales.
- La inyección en el sistema de transporte permite mayores volúmenes pero requiere más inversión (compresión, almacenamiento, estaciones).
- La inyección en redes de distribución sería más adecuada para menores cantidades y usuarios urbanos (p. ej. Montevideo).
- Existen desafíos técnicos y regulatorios que deben abordarse antes de su implementación plena.

Referencias

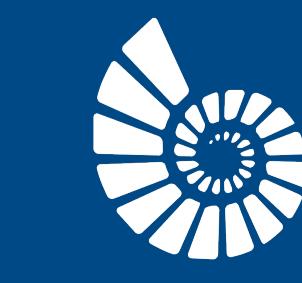
- GIZ; PtX Hub (2019), PtX. Sustainability Dimensions and Concerns.; PtX Hub, Berlin, Alemania.
- AGA. (2017). AGA #8: Thermodynamic properties of natural gas and related gases (3 ed.). Washington DC, EEUU.
- ENARGAS. (2019). NAG-602: Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos. BsAs, Argentina.
- Fundación Hidrógeno Aragón (FHA). (2023). HIGGS Project: Systematic validation of hydrogen admixture into the high pressure gas grid. Bruselas, Bélgica: ERIGE
- IRENA (2018); Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, Abu Dhabi.
- Ibagón, N., Muñoz, P., Díaz, V., Teliz, E., & Correa, G. (2023). Techno-economic analysis for off-grid green hydrogen production in Uruguay. Energy Storage, 67, 107604.
- Martínez, M., Pérez P., R. (1995). Ingeniería de gas natural (1 ed.). Maracaibo, Venezuela: Germore C.A.; Ingenieros Consultores, SRL.
- Quarton, C. J., Samsati, S. (2018). Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 98, 302-316.
- Shkarovskiy, A., Koliienko, T. V. (2022). Interchangeability and standardization of the Parameters of combustible Gases when using Hydrogen. Architecture and Engineering, 7, 33-45.
- Tenconi V., M. (2024). Diseño de una planta de inyección de Hidrógeno en una red de gas natural. Zaragoza, España.

Agradecimientos

Los autores agradecen a ANII, Csic y Pedeciba. VD y ET son investigadoras PEDECIBA



GIIE
Grupo Interdisciplinario
Ingeniería Electroquímica
Udelar



FACULTAD DE
CIENCIAS
UDELAR fciencias.edu.uy



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY