



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE POR ELECTRÓLISIS PEM Y SU INTEGRACIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA URUGUAYA A TRAVÉS DE LA TECNOLOGÍA POWER TO GAS

Ramón Enrique Rojas Tattá

Tesis de Maestría presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República en
cumplimiento parcial de los requerimientos para la obtención del título de Magister en
Ingeniería de la Energía

Tutoras:

Dra. Verónica Díaz y Dra. Érika Téliz

Tribunal:

Dr. Alejandro Gutiérrez

Dr. Gabriel Correa

Dr. Pedro Muñoz

Montevideo, Uruguay

Mayo, 2025

Página de aprobación:

FACULTAD DE INGENIERÍA

El tribunal docente integrado por los abajo firmantes aprueba la tesis de investigación:

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE POR ELECTRÓLISIS PEM Y SU INTEGRACIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA URUGUAYA A TRAVÉS DE LA TECNOLOGÍA POWER TO GAS

Autor:

Ramón Enrique Rojas Tattá

Tutoras:

Dra. Verónica Díaz y Dra. Érika Téliz.

Título optado:

Magister en Ingeniería de la Energía

Puntaje:

.....

Tribunal:

Profesor: Dr. Alejandro Gutiérrez

Profesor: Dr. Gabriel Correa

Profesor: Dr. Pedro Muñoz

Dedicatoria.

A mi familia: Mamá, hermana, Tíos Enrique y Domingo, abuelos: Clara y Mingo.

A Venezuela.

A Uruguay.

A Leti.

Agradecimientos:

A mi familia y a Leti que son mi soporte emocional.

A mis amigos: Diana, Jesús, Nathaly y Freddy que me ayudaron y recibieron en esta fuerte decisión de migración, haciendo más fácil mi adaptación y predisposición a aceptar nuevos retos.

A mis tutoras: Vero y Érika, que han estado pacientemente durante toda esta etapa de postgrado, ayudándome, adentrándome y guiándome en el mundo de la electrólisis y del Hidrógeno Verde.

A la UDELAR, por abrirme las puertas y permitir que continuara mi crecimiento profesional.

A la Universidad de Oriente, en Venezuela, por darme las bases que hoy me siguen ayudando a crecer.

A Gasoducto Cruz del Sur, por ser mi segunda casa y fomentar mis actividades académicas.

Motivación personal para la ejecución de esta investigación:

Crecí frente al mar y, desde niño, me preguntaba: “¿Y si con agua pudiéramos encender un carro (auto)?”. Muchos años más tarde descubrí que esa inquietud no era nueva, ni yo era un pionero: numerosos científicos ya habían explorado la electroquímica e inventado sistemas de generación a partir del agua. Hoy en día la batalla es por la eficiencia y la reducción de costos. Sin embargo, en Venezuela, país donde nací y crecí, esta línea de investigación no ha calado aún. En mi país tu primera exposición escolar era sobre el petróleo y cuando crecías, seguramente querías que tu profesión estuviera orientada a extraerlo, procesarlo, transportarlo, administrarlo o venderlo.

Históricamente, el consumo basado en combustibles fósiles impulsó la revolución industrial y nos condujo a la cúspide de la civilización moderna. Sin embargo, como advertía Ortega y Gasset, “la técnica —que ha venido a resolver cada uno de nuestros problemas de saber y de poder— se ha convertido en el más duro de los problemas”, al generar desequilibrios socioeconómicos, conflictos geopolíticos y consecuencias ambientales que nos obligan hoy en día a cambiarla. Este diagnóstico teórico, a mi parecer, define muy bien el marco de mi tesis: entender un poco más **la técnica** no solo como un medio de producción u obtención de energía, sino como un fenómeno que requiere ser redefinido cuando sus efectos colaterales empiezan a superar a sus beneficios.

Fue en esta Maestría donde me topé con el hidrógeno, viéndolo ahora como articulador para que podamos transformar la técnica con la que hoy en día nos movemos, nos desarrollamos y vivimos; cambiarla por una técnica nueva que permita que se involucren nuevos protagonistas, con mayor autonomía, en el panorama energético global (como Uruguay, por ejemplo) y nos ayuden a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Espero que este trabajo pueda retribuir al menos una parte de lo que este gran país me ha dado, recibéndome en el momento que tuve que cambiar “mi técnica” y migrar.

Resumen.....	10
1. Capítulo I: Contextualización.....	11
1.1. Introducción.	11
1.2. Objetivo general.	14
1.3. Objetivos específicos.....	14
2. Capítulo II: Marco teórico.....	15
2.1. Conversión electroquímica de energía.	15
2.2. Vector energético.	15
2.3. Hidrógeno.....	17
2.4. Power – To – X: Tecnologías para la desfosilización del sector energético a través del hidrógeno como vector energético.	25
2.5. Gas Natural: Generalidades y sistema de abastecimiento.	28
2.6. Actores principales en la exportación, transporte y distribución de gas natural en Uruguay.....	32
2.7. Factores que influyen en la implementación de tecnologías PtG: Intercambiabilidad e índice de Wobbe en mezclas de H ₂ en Gas Natural.	33
2.8. Fundamentos de la electrólisis del agua.	34
3. Capítulo III: Potencial y desafíos asociados a la implementación de tecnologías Power To X a nivel país.....	50
3.1. Revisión del contexto energético global y nacional.	50
3.1.1. Situación energética global.	50
3.1.2. Demanda global y proyecciones futuras de Hidrógeno.....	52
3.1.3. Posición energética de Uruguay.....	54
3.1.4. Posición de Uruguay frente al acuerdo de París: Estrategia Climática de Largo Plazo y Hoja de Ruta del Hidrógeno verde.	58
3.1.5. Potencial de la implementación de tecnologías Power to X y del Hidrógeno Verde en Uruguay.....	59
3.1.6. Indicadores sociales, políticos y económicos: Posición de Uruguay en la región. .	70
3.1.7. Gestión de la energía: Excedentes de las fuentes de energía renovables.	71
3.1.8. Aumento de la potencia instalada de energías renovables.	73

3.1.9. Mercados potenciales para el Hidrógeno en Uruguay.....	74
3.1.10. Las energías renovables y sus desafíos: gestión y factor de capacidad.....	77
3.2. Producción de H ₂ para tecnologías Power to X, basada en dos escenarios de suministro de energía renovable.....	81
Dimensionamiento de una planta de producción de hidrógeno para almacenar 2000 GWh/año.	87
3.3. Conclusiones preliminares del capítulo III:.....	95
Conclusiones del contexto energético global y nacional:.....	95
Conclusiones de los escenarios de producción de H ₂ para la implementación de tecnologías PtX:	96
4. Capítulo IV: Análisis de la inyección directa de hidrógeno verde al sistema existente de Gas Natural en Uruguay (PtG).	97
4.1. Gas Natural enriquecido con Hidrógeno: propiedades, generalidades, intercambiabilidad e impacto en su implementación.	97
4.1.1. Flexibilidad del sistema energético mediante el uso de tecnologías Power-to-Gas	100
4.1.2. Mezclas de Hidrógeno y Gas natural en instalaciones existentes (gasoductos, redes).	101
4.1.3. Análisis de la intercambiabilidad del gas, mediante índice de Wobbe, en la mezcla directa de Hidrógeno en las infraestructuras de Gas Natural.	104
4.1.4. Impacto energético e intercambiabilidad: Desafíos de las tecnologías Power-To-Gas.	106
4.1.5. Impacto energético en el consumidor final.	109
4.2. Propuesta de inyección de hidrógeno verde en redes existentes de gas natural Uruguay.	117
4.2.1. Dimensionamiento básico de una planta de producción de hidrógeno destinado a la mezcla en redes existentes de GN.	118
4.2.2. Estimación de reducción de emisiones de CO ₂	124
4.2.3. Costos de inversión.	126
4.2.4. Evaluación del punto de instalación de la planta de electrólisis: ventajas y desventajas de los posibles puntos de inyección en el sistema de Gas Natural de Uruguay.	129
4.3. Conclusiones preliminares del capítulo IV:	134

5. Capítulo V: Estudio de la producción de hidrógeno verde mediante el diseño y caracterización de un electrolizador tipo PEM.....	136
5.1. Diseño y ensamblaje del banco de prueba de electrólisis PEM.	137
5.2. Configuración del Sistema de Electrólisis PEM:	137
Electrolizador PEM (Electrolyzer Hardware – Square / Fuel Cell Store ©).....	137
Almacenamiento de agua.	139
Bomba peristáltica.....	139
Líneas de inyección (mangueras).....	139
Sistema de control de temperatura.	140
Sistema de separación de fases (trampas).	140
Válvulas.....	140
Detector de Hidrógeno en aire.	140
Sistema de medición de gases (rotámetros).	140
Fuente eléctrica.	140
Medición de parámetros eléctricos.....	141
Características de las membranas.....	141
5.3. Metodología del proceso experimental.	141
5.3.1. Hidratación de las MEAs.	141
5.3.2. Activación del sistema: Voltametría cíclica.	142
5.3.3. Estabilización del sistema: Curvas de histéresis.	143
5.3.4. Curvas de polarización.	143
5.3.5. Producción de Hidrógeno y Oxígeno.	144
5.3.6. Ensayos de espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS).....	146
5.3.7. Eficiencia del proceso.	148
5.4. Resultados experimentales.	149
5.5. Conclusiones preliminares del Capítulo V: Construcción de un banco de pruebas experimental y estudio de Electrólisis PEM.....	162
6. Conclusiones generales del trabajo.	164
7. Bibliografía	166
8. ANEXOS.....	178

8.1.	ANEXO I. BEN preliminar 2023	178
8.2.	ANEXO II. Gráficas del estudio comparativo de las MEAs, capítulo 6.	179
8.3.	ANEXO III. Tablas de eficiencia para las MEAs 3 y 4.	185
8.4.	ANEXO IV: Publicaciones y trabajos derivados de esta investigación:	187

Resumen

El aumento de la demanda energética mundial se ha sustentado por el uso masivo de fuentes fósiles, lo cual ha impulsado el desarrollo global, pero generando consecuencias económicas, sociopolíticas y ambientales que ponen en tela de juicio su sostenibilidad a largo plazo. La diversificación matriz hacia energías renovables en Uruguay ofrece acceso a fuentes inagotables con menor impacto ambiental y promueve la independencia de mercados internacionales. Sin embargo, la gestión de la producción eléctrica a partir de estas fuentes presenta desafíos significativos, como su inestabilidad y su dificultad para sincronizar la producción con la demanda, lo que genera excedentes y déficits energéticos.

El Acuerdo de París de 2015 establece un consenso para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y alcanzar cero emisiones netas para 2050. Para lograr la neutralidad climática, sería necesario no solo descarbonizar la matriz energética sino también desfosilizar sectores difíciles de electrificar que dependen del carbono como materia prima, como la industria química, el acero, el cemento y el transporte aéreo y marítimo. Las tecnologías Power to X (PtX), que emplean materias primas libres de carbono o carbono renovable, se proponen como soluciones para estos sectores, permitiendo la conversión de electricidad en otros vectores energéticos como el hidrógeno.

La integración del hidrógeno verde en la matriz energética, a través de tecnologías PtX, podría contribuir con la desfosilización del sector energético y una mejor gestión de las energías renovables. El hidrógeno producido por electrólisis podría, entre muchas aplicaciones, ser inyectado en las redes existentes de gas natural, creando gas natural enriquecido con hidrógeno (HENG).

El objetivo general de este trabajo es estudiar la producción del hidrógeno verde y su integración con la matriz energética uruguaya a través de la mezcla con Gas Natural (Power-To-Gas / PtG). Para ello, se describirá la situación actual global y de Uruguay en cuanto a producción y consumo de energía y se analizará la integración de la tecnología PtG para el uso del hidrógeno verde producido mediante electrólisis con inyección directa a la red de gas natural.

Como objetivo final, para el estudio de la producción de hidrógeno verde, se diseñará y evaluará un banco de pruebas de electrólisis PEM a escala laboratorio, analizando variables operativas y eficiencia del proceso. Esto permitirá contribuir con la necesidad de evidencia que permita la escalabilidad, reducción de costos operativos y de la degradación de las celdas.

1. Capítulo I: Contextualización.

1.1. Introducción.

La diversificación de la matriz energética hacia el uso total de energías renovables, específicamente en Uruguay, permite acceder a fuentes energéticas inagotables, de menor o nulo impacto ambiental y promueve la independencia de mercados internacionales.

Los excedentes de producción de energías renovables, obtenidos a causa de la dificultad de gestionar estas fuentes debido a su carácter intermitente, podrían ser utilizados como fuente de corriente continua para transformar el agua en hidrógeno verde, el cual tiene múltiples usos en sector industrial y en el transporte (Power-to-Chemicals, Power-to-Power y Power-to-Mobility). Además, si el hidrógeno no se requiriera de manera inmediata, este podría ser almacenado mediante diversos métodos (líquido, presurizado, almacenamiento en cavernas, Power-to-Ammonia, etc) para ser utilizado posteriormente como vector energético, ya sea inyectándolo directamente a la red de gas natural o produciendo metano sintético a partir de la reacción de Sabatier¹ (PtG) o transformándolo nuevamente en energía eléctrica con celdas de combustible (Power-to-Power). [1]; [2]; [3]. A todo este conjunto de procesos por los que pasa el hidrógeno, desde el momento de su obtención hasta su uso, se le conoce como Power-to-X (ver figura 1) [4].

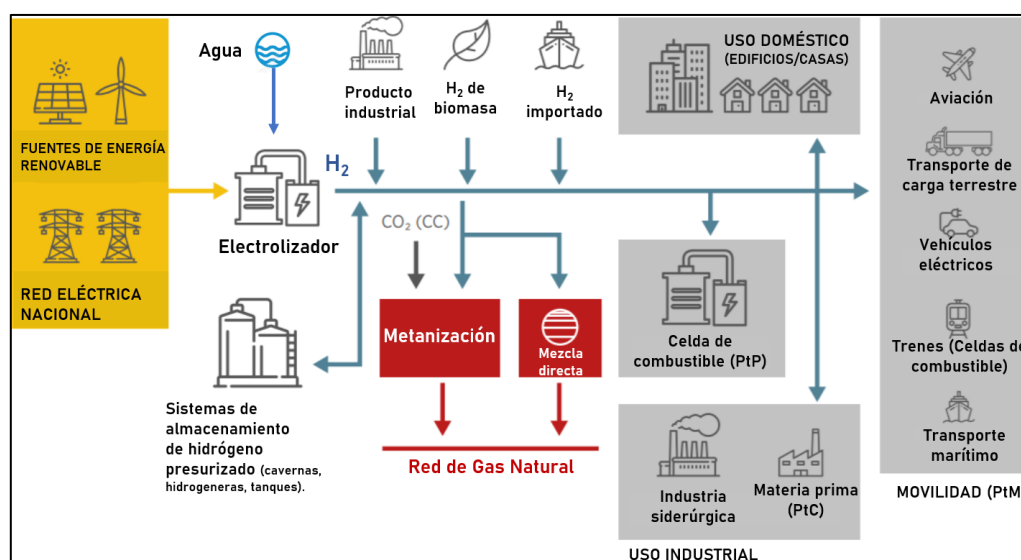


Figura 1. Esquema simplificado de Power-To-X [5]

¹ La reacción de Sabatier (Sabatier y Senderens, 1902) es un proceso químico exotérmico, favorecido a bajas temperaturas y altas presiones, en el que se hacen reaccionar dióxido de carbono e hidrógeno (1:4), con el fin de transformarlos en metano (También llamada reacción de metanación) y agua (1:2). Para esto, la energía de activación es controlada por medio de catalizadores, generalmente de rutenio, platino o níquel en soportes de dióxido de titanio.

El Acuerdo de París de 2015 [6] establece el objetivo principal de mantener el aumento de la temperatura global muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales y esforzarse por limitar el incremento a 1.5°C. Se reconoce que lograr estos objetivos implica reducciones significativas en las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía. La disminución de estas emisiones deberá ser tan drástica que para 2030 se habrán reducido a la mitad y para mediados de siglo se deberá alcanzar el cero neto.

Para conseguir la neutralidad climática habría que sumar a la descarbonización un concepto más amplio: **la desfosilización**, el cual se centra en sectores que no se pueden electrificar fácilmente (hard to abate sectors) y que dependen del carbono como materia prima para sus procesos productivos. Esto incluye la industria de productos químicos, farmacéuticos, acero y cemento, así como la aviación y el transporte marítimo.

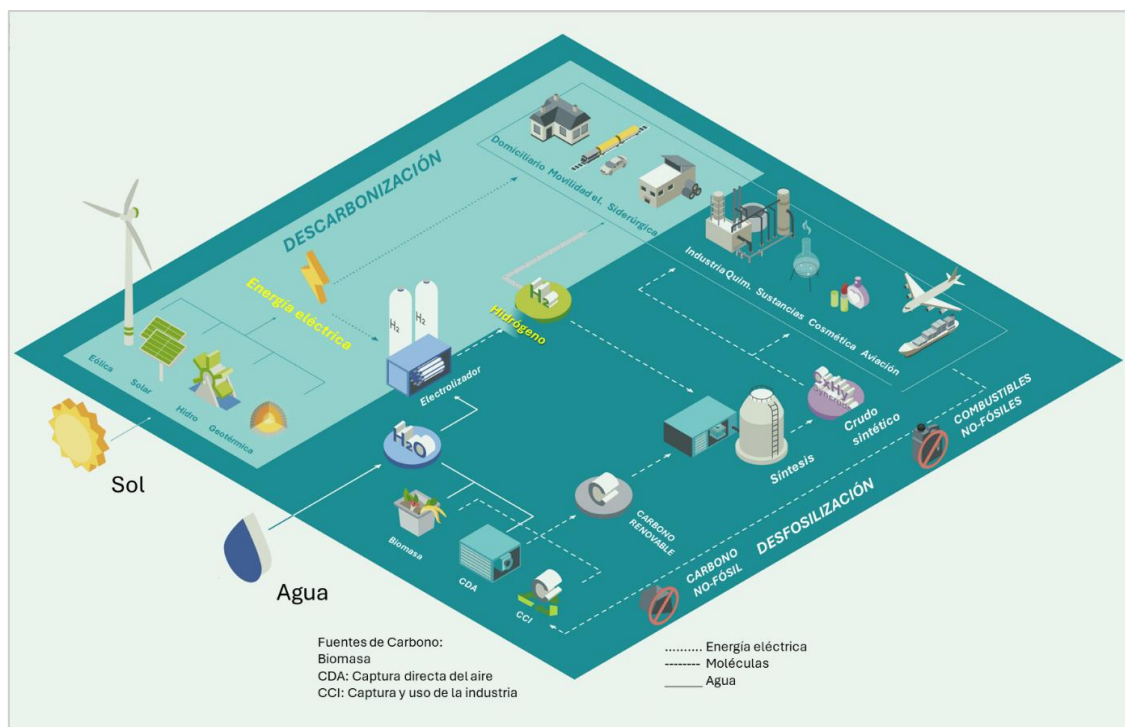


Figura 2. Diagrama del propósito de Power To X para el objetivo de cero emisiones, separando la descarbonización de la desfosilización. [7]

La electrificación indirecta a través de tecnologías Power to X, que emplean materias primas libres de carbono o carbono renovable de ciclos cerrados, se propone como solución para estos sectores. La adopción de estas estrategias posibilitará el cierre de la brecha de emisiones establecida por el Acuerdo de París y podría facilitar la transición hacia una economía industrial libre de emisiones de carbono para 2050 [8], [7]. En la figura 2 se muestra como el hidrógeno

podría ser incorporado como parte fundamental en los procesos de descarbonización y desfosilización del sector energético y sus distintas áreas.

Por lo tanto, alcanzar el objetivo de cero emisiones netas para 2050 implica la implementación de una serie de medidas estratégicas: La **eficiencia energética** se presenta como el primer paso, buscando reducir el consumo de energía en todos los sectores mediante la mejora de tecnologías y prácticas sostenibles. Seguido de esto, **la transición hacia las energías renovables** es fundamental para la desfosilización, reemplazando los combustibles fósiles por fuentes de energía limpia como la solar, eólica e hidroeléctrica, lo cual implica inminentemente un **aumento de la capacidad instalada** en energías renovables. La **electrificación** emerge como el tercer paso, que implica cambiar los sistemas que dependen de combustibles fósiles a la electricidad en sectores como el transporte, la calefacción y la industria [9]. Por último, las **tecnologías Power to X** ofrecen soluciones para aquellas áreas difíciles de descarbonizar directamente, permitiendo convertir la electricidad en otros vectores energéticos, como el hidrógeno, para un almacenamiento y uso energético más versátil y sostenible [9], [10]. Estas etapas, entre las cuales **emerge la captura y almacenamiento de CO₂**, forman un camino integrado para transformar la infraestructura energética global y una economía desfosilizada [8], [7], [11].

Parte de la tecnología PtG plantea que el hidrógeno producido pueda ser inyectado, en estado puro y gaseoso, en gasoductos existentes de gas natural, siendo esto un paso plausible para la transición a la descarbonización y desfosilización, mediante la mezcla directa, creando así gas natural enriquecido con hidrógeno (HENG, por sus siglas en inglés) [12], [13], [1], [2], [14]. Esta aplicación se encuentra actualmente en estudios a lo largo del mundo, demostrado la viabilidad de mezclar hidrógeno con gas natural hasta un 10% sin afectar la infraestructura de gas existente o el equipo de uso final [1]. Estudios más recientes han encontrado que este límite podría extenderse hasta un 20% (dependiendo, entre otras cosas, de la composición del Gas Natural), sin que esto implique modificaciones operativas y estructurales en las instalaciones de Gas Natural y redes existentes [15], [16], [17], [13]. Este gas natural enriquecido, no solamente tiene menores emisiones de CO₂, sino que reduciría porcentualmente el uso de gas natural en países no productores de combustibles fósiles. En ese sentido, Uruguay cuenta con una Hoja de Ruta [18], la cual direcciona al mercado del hidrógeno verde en 3 fases, entre 2022 y después del 2030, que contempla el desarrollo de proyectos piloto y primeros proyectos a escala de exportación, hasta una tercera fase de mercado a gran escala.

En este trabajo abordaremos, bajo un contexto global y nacional, el potencial y los desafíos que conllevarían la implementación de tecnologías Power to X en Uruguay bajo dos escenarios: utilización de excedentes con la capacidad actual y aumento de la potencia instalada de

renovables. Posteriormente, bajo esa perspectiva, se analizará parte de la tecnología PtG, proponiendo la incorporación del hidrógeno verde a la red existente de Gas Natural. La tecnología PtG podría constituir un paso de transición hacia la desfosilización del sector de los combustibles, brindando además una alternativa de autonomía frente a una fuente de energía no producida en el país (combustibles fósiles). Adicionalmente, el hidrógeno verde, como vector energético, podría considerarse un producto de exportación, diversificando el mercado energético uruguayo [1], [2], [10], [12], [14], [16], [17], por lo cual, como objetivo final de este trabajo, se estudiarán las variables operacionales involucradas en la producción de hidrógeno mediante el diseño y estudio de un banco de pruebas de electrólisis PEM a escala laboratorio.

1.2. Objetivo general.

Estudiar la producción de hidrógeno verde por electrólisis PEM y su integración en la matriz energética uruguaya a través de la tecnología Power to Gas.

1.3. Objetivos específicos.

- Estudiar el potencial y desafíos asociados a la implementación de tecnologías Power To X a nivel país.
- Analizar la inyección directa de hidrógeno verde al sistema existente de Gas Natural en Uruguay.
- Diseñar un banco de pruebas de electrólisis PEM a escala laboratorio, analizando sus principales variables operativas.

2. Capítulo II: Marco teórico.

2.1. Conversión electroquímica de energía.

Tomando en cuenta la primera ley de la termodinámica, la energía solo puede cambiar de forma, es decir, no se puede crear ni destruir [19]. La conversión energética a partir de combustibles fósiles capaces de liberar su energía química en térmica por oxidación parcial o total, es actualmente el mecanismo convencional más utilizado, sin embargo, su potencial agotamiento (fuentes no renovables), así como también las consecuencias ambientales de su uso, han obligado a la ciencia a estudiar conversores no convencionales de fuentes renovables o híbridos que traen consigo otros desafíos como su variabilidad debido a la dependencia del clima, su gestión y costos iniciales. La conversión electroquímica de energía termina siendo la herramienta para palear las dificultades de los conversores no convencionales, pudiendo transformar energía eléctrica en química (y viceversa), mediante el uso de dispositivos como pares galvánicos y transformadores de sustancia [20] (ver figura 3 la conversión convencional y no convencional de energía). Estos sistemas electroquímicos, indudablemente, representarían una solución para los problemas de contaminación que sufre el planeta debido al desarrollo y el aumento del consumo energético mundial.

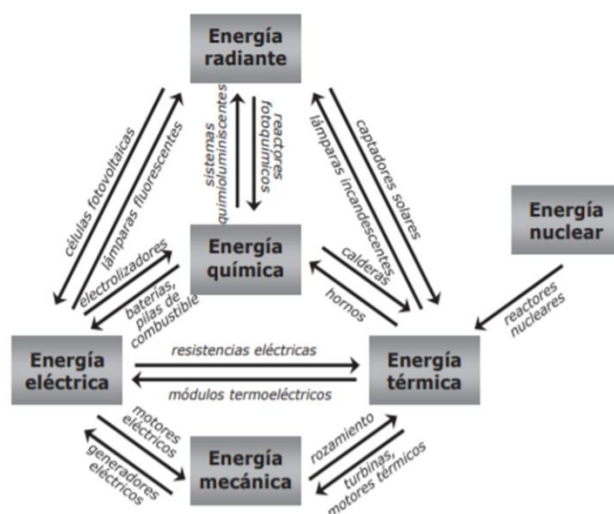


Figura 3. Diversas formas que adopta la energía al transformarse, mediante métodos convencionales y no convencionales (electroquímicos). [21]

2.2. Vector energético.

Un vector energético no es lo mismo que una fuente de energía y tampoco un convertidor de energía, aunque sean elementos estrechamente relacionados. Los vectores energéticos son transportadores de energía obtenida por fuentes, mientras que los convertidores energéticos transforman esta energía que luego será utilizada de acuerdo con sus requerimientos. Por ejemplo,

un electrolizador es un convertidor energético que transforma la energía eléctrica que viene en forma de vector proveniente de una fuente (renovable o no), en energía química que constituye un nuevo vector (hidrógeno) [21].

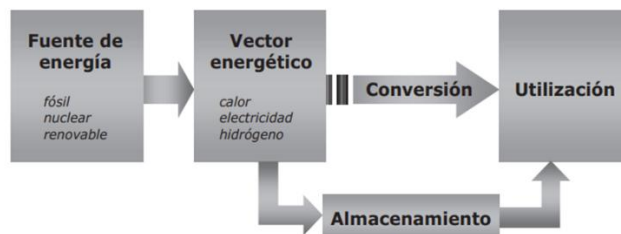


Figura 4. Esquema simplificado de abastecimiento de la energía. [21]

Un vector energético, como se observa en la figura 4, es el producto resultante de las transformaciones de las energías primarias, explotadas de un recurso primario. Por ejemplo, el petróleo, es un recurso primario de cuya transformación pueden obtenerse vectores energéticos como los combustibles refinados. El hidrógeno verde, como vector energético, es resultado de la transformación del agua mediante el uso de otro vector; la electricidad (obtenida de diversas fuentes renovables). Es decir, un vector energético es un transportador de energía previamente transformada (ejemplos en tabla 1).

Tabla 1. Ejemplos de vectores energéticos.

Tipo de Vector Energético	Subcategoría	Ejemplos	Aplicaciones Principales
Sustancias químicas	Combustibles fósiles	Gasolinas, diésel, GLP, queroseno, metanol	Transporte, generación de electricidad, calefacción.
	Biocombustibles	Etanol, biodiésel, biogás	Transporte, generación de electricidad.
	Hidrógeno	Hidrógeno líquido o gaseoso	Pilas de combustible, almacenamiento de energía, combustión directa.
Medios físicos	Electricidad	Corriente alterna (CA), corriente continua (CC)	Red eléctrica, electrodomésticos, transporte eléctrico.
	Calor (Energía térmica)	Agua caliente, vapor, sales fundidas	Calefacción central, generación eléctrica en plantas térmicas.
	Aire comprimido	Aire a alta presión	Aplicaciones industriales, almacenamiento de energía.
Dispositivos y Tecnologías de Almacenamiento	Baterías electroquímicas	Ion-litio, níquel-metal hidruro, plomo-ácido	Electrónica, vehículos eléctricos, respaldo de energía.
	Supercapacitores	Capacitores de doble capa	Aplicaciones de alta potencia y almacenamiento rápido.
	Pilas de combustible	Hidrógeno, metanol	Vehículos eléctricos, generación estacionaria de energía
	Sistemas de almacenamiento térmico	Sales fundidas, almacenamiento en agua caliente	Plantas solares térmicas, calefacción de edificios.

2.3. Hidrógeno.

El hidrógeno es el elemento químico de número atómico 1 en la tabla periódica, en la cual se reporta como el más ligero (1,00794 g/gmol), representado por la letra H. El hidrógeno generalmente se encuentra en forma molecular, como molécula diatómica (H_2), gaseosa en condiciones normales (IUPAC: 0 °C ; 100000 Pa). Es un gas inflamable, incoloro, inodoro, no metálico e insoluble en agua.

El hidrógeno se posiciona como transportador de energía (vector energético), lo que es un aspecto clave en la transición hacia la desfosilización del sector energético, por lo tanto, no se debe considerar un recurso, sino un portador de energía. Esto supone que su obtención depende de otras fuentes energéticas, obteniendo cierta cantidad de energía de estas fuentes una vez producido [22], [23].

El hidrógeno es capaz de almacenar aproximadamente el triple de energía por unidad de masa en comparación con otros combustibles y vectores energéticos, sin embargo, es demasiado ligero (89,3 g/Nm³) por lo cual es el que contiene menos energía por unidad de volumen (aproximadamente la tercera parte de lo que almacena el gas natural de redes comunes). Esto implica problemas de distribución y almacenamiento comparado con otros combustibles como el gas natural, gasolina o el butano [23].

Todo vector energético precisa de un elemento de conversión final para obtener esa energía contenida. Este elemento puede ser un sistema directo o indirecto. Por ejemplo, las pilas de combustible (pares galvanizados) son métodos directos de conversión electroquímica de energía, transformando la materia (hidrógeno y oxígeno) en electricidad [20], [23].

El hidrógeno como vector energético: una alternativa para la transición hacia la “neutralidad climática”.

El Acuerdo de París, establecido en 2015, firmado por 174 países y la Unión Europea [6] tiene como meta principal la limitación del incremento de la temperatura global por debajo de los 2°C, con un esfuerzo adicional para no superar los 1.5°C respecto a los niveles preindustriales. Para lograrlo, se delinearon varias estrategias enfocadas principalmente en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero [6]; [11]. Los países participantes deben presentar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (Siglas en inglés: NDCs), compromisos que son actualizados y revisados periódicamente (quinquenios) para reflejar una mayor ambición en la lucha contra el cambio climático [6]; [24]

En términos de adaptación, el Acuerdo de París prioriza el fortalecimiento de la resiliencia y la capacidad de los países para adaptarse a los efectos adversos del cambio climático. Esto implica una mejor preparación ante fenómenos meteorológicos extremos y cambios en los ecosistemas que puedan afectar la seguridad alimentaria y la salud humana.

La Agencia Internacional de Energía (por sus siglas en inglés: IEA) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (por sus siglas en inglés: IRENA), coinciden en que, para lograr el objetivo del Acuerdo de París, es fundamental implementar una economía del hidrógeno que comparta espacio con la electrificación y otras fuentes de energía en la matriz de consumo final energético, que permitan minimizar el uso de combustibles fósiles y, mediante el incremento de la eficiencia energética, la generalización de la electrificación y desfosilización del sector, disminuir esa demanda de energía neta (ver figura 5). Aunque tiene defensores y detractores, una economía del hidrógeno tendría implicaciones sociales sin precedentes, como la descentralización de la red energética y la redistribución del poder de las grandes economías mundiales [11].

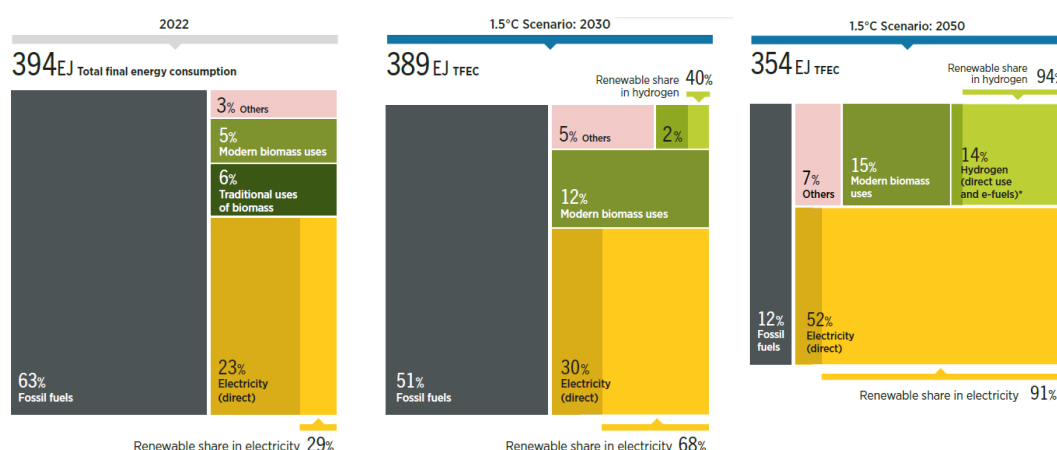


Figura 5. Consumo final de energía por fuente para lograr el escenario de 1,5°C [11]

En un mediano a largo plazo, se espera que el hidrógeno sea la principal vía de transporte y distribución de energías renovables a largas distancias, especialmente en lugares de difícil acceso a las redes eléctricas convencionales. Asimismo, podría representar la forma de llevar electricidad producida en molinos de viento costa afuera hacia tierra firme, mediante gasoductos, inclusive utilizando instalaciones ya existentes [5].

Obtención del hidrógeno.

Debido a que el hidrógeno no se encuentra aislado en la naturaleza, es preciso producirlo mediante métodos que permitan transformar otras materias primas. La demanda actual del hidrógeno está en el entorno de 97 Mton/año de hidrógeno, destinado en su mayoría como materia prima en el

sector químico y petrolero [22] [25]. Más del 95% del hidrógeno producido proviene de fuentes fósiles, siendo el reformado de gas natural la vía más utilizada para su obtención. (ver figuras 6 y 7).

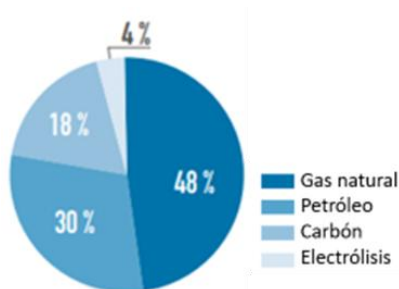


Figura 6. Fuentes de producción de hidrógeno [5], [12]

Para implementar una economía del hidrógeno, será necesario alcanzar la sostenibilidad tanto en los medios de producción como en los de conversión [23].

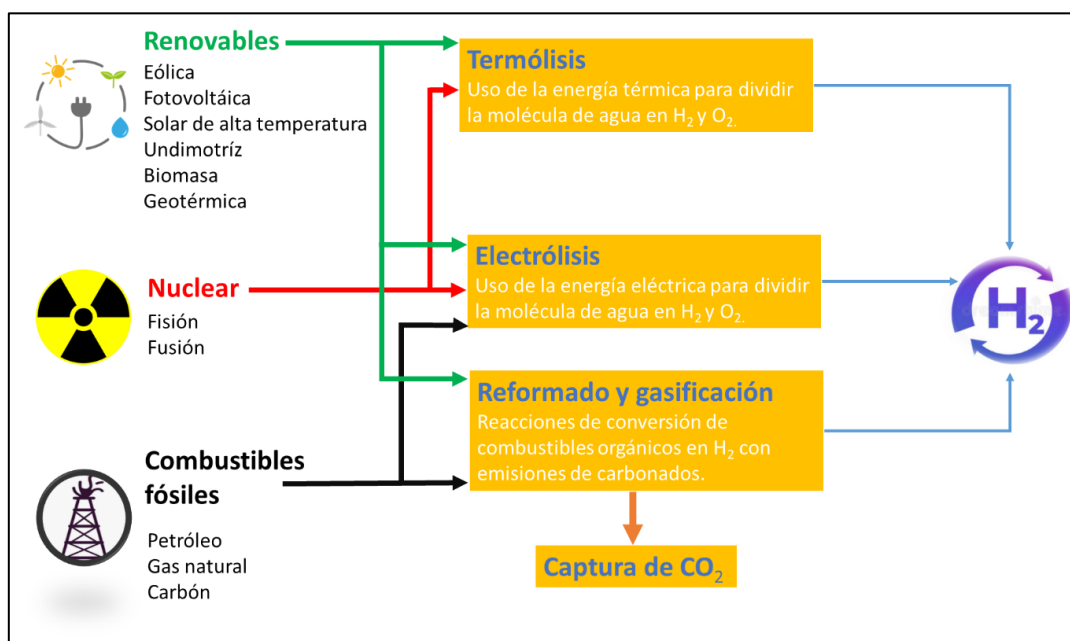


Figura 7. Tecnologías de producción de hidrógeno.

Clasificación del hidrógeno de acuerdo con la fuente utilizada para su producción.

Una manera didáctica de clasificar al hidrógeno es el código de colores que se le asignó dependiendo de la fuente de energía que se utiliza para producirlo y de las emisiones de CO₂ generadas durante su producción o por su materia prima. De esta manera, tenemos actualmente

Hidrógeno: verde, rosa-violeta-rojo, amarillo, blanco, turquesa, negro-gris, azul y marrón (ver tabla 2).

Los procesos industriales han consumido hidrógeno producido de fuentes no renovables desde hace más de 100 años. Tanto en procesos petroquímicos y de refinación, el hidrógeno ha sido materia prima fundamental para la producción de amoníaco, derivados de petróleo de alta calidad, entre otros.

Tabla 2. Clasificación del H₂ en código de colores, por su fuente de producción [26], [3].

Clasificación del H ₂ por color	Fuente de producción
Hidrógeno verde	Se produce por electrólisis del agua, utilizando electricidad de fuentes renovables (eólica, solar, hidráulica, geotérmica, entre otras).
Hidrógeno amarillo	Hidrógeno producido por fuentes mixtas (renovables y no renovables).
Hidrógeno rosa	Se produce por electrólisis del agua, utilizando electricidad proveniente de centrales nucleares.
Hidrógeno azul	Su producción genera CO ₂ , que luego se captura y reutiliza (por ejemplo, para formar combustible sintético). También se denomina hidrógeno de bajas emisiones.
Hidrógeno blanco	Hidrógeno obtenido naturalmente en depósitos geológicos. Actualmente no existen métodos de explotación rentables.
Hidrógeno turquesa	Obtenido mediante pirólisis del gas natural, descomponiendo el gas en H ₂ y carbono sólido sin emisiones contaminantes de CO ₂ .
Hidrógeno gris	Proviene del reformado por vapor del gas natural.
Hidrógeno marrón	Se obtiene por gasificación del carbón sólido.
Hidrógeno negro	Producido mediante reformado catalítico de combustibles líquidos (gasolina, refinados). Usualmente empleado para autoabastecer procesos en refinerías de petróleo.

Si bien los métodos de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables no son nuevos, su uso posterior ha estado destinado a la formación de Gas Natural sintético para ser utilizado como combustible convencional en motores.

La electrólisis resultaría ser el método de producción de hidrógeno más adecuado y que se está implementando a nivel mundial para fuentes renovables como la eólica, solar, hidráulica, mareomotriz, entre otras.

La electrólisis permite obtener productos de una manera limpia, siempre que la fuente eléctrica provenga de energías renovables, trayendo consigo las siguientes ventajas:

- Flexibilidad: La fuente primaria para la obtención de hidrógeno es la electricidad, lo que facilita la integración con distintas instalaciones de producción de energía. Asimismo, puede operar a cargas variables.
- Escalabilidad: Los electrolizadores son sistemas modulares que pueden ser trabajados a distintos niveles de potencia, desde las más bajas a las más altas.
- Gestión de matriz energética: Producir hidrógeno es una forma de almacenar energía, por lo tanto, la electrólisis permite la gestión de las redes en momentos donde el consumo no se equilibra con la producción de energías renovables.
- Pureza: La electrólisis permite obtener un hidrógeno de 99,99% de pureza.
- Costos: La tecnología de electrólisis está disponible en el mercado con costos aceptables y eficiencias mayores a las demás tecnologías en desarrollo.
- NMT (TRL): El nivel de madurez tecnológica representa un factor que puede proveer una ventaja o desventaja, dependiendo de la tecnología que se escoja para el proceso.

[10], [27].

Clasificación del hidrógeno de acuerdo con la cantidad de emisiones de su fuente de producción.

El proyecto CertifHY es una iniciativa europea que busca establecer un sistema de certificación para el hidrógeno producido y clasificarlo de acuerdo con la cantidad de emisiones que se generaron para su producción. Los aspectos importantes de este proyecto incluyen:

1. Crear un marco de certificación armonizado y unificado para el hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovable y de baja emisión de carbono en Europa.
2. Definir los criterios y estándares para clasificar y certificar el hidrógeno en función de su origen y huella de carbono.
3. Impulsar la demanda y el mercado para el hidrógeno renovable y de baja emisión de carbono, incentivando así la transición hacia una economía más sostenible y baja en carbono.
4. Garantizar la trazabilidad y la transparencia en toda la cadena de suministro del hidrógeno, lo que permite a los consumidores tomar decisiones informadas y conscientes sobre el hidrógeno que utilizan.

5. Facilitar la integración de las certificaciones de hidrógeno en políticas y regulaciones a nivel nacional y europeo, promoviendo el uso de hidrógeno renovable y de baja emisión de carbono.

CertifHy está liderada por la Asociación Europea de Fabricantes de Hidrógeno y Celdas de Combustible (HySafe) y cuenta con la participación de un gran número de empresas, organizaciones y entidades gubernamentales involucradas en la producción y utilización de hidrógeno verde. Este caso de estudio fue lanzado en 2014 y promueve la generación de esquemas de certificación del hidrógeno de acuerdo con su fuente de producción. [28]

Los esquemas de certificación de CertifHy, contienen una divulgación al consumidor “from well to gate” (de pozo a puerta), así como el cumplimiento de los protocolos RED II (Renewable Energy Directive II) cuya misión es la reducción de las emisiones de CO₂ por parte de la Unión Europea al menos un 40% para 2030, fijando además un objetivo del 32% de participación de energía de fuentes en toda la matriz de la UE para la fecha mencionada.

Por lo tanto, el porcentaje de hidrógeno verde producido determinará la etiqueta de la certificación. Por ejemplo: para un volumen de hidrógeno producido mediante electrólisis un 70% por excedentes de fuentes renovables y un 30% de la red eléctrica mixta (renovables y no renovables), la etiqueta será de Hidrógeno 70% verde. Para un caso de reformado con vapor, la etiqueta verde dependerá del combustible utilizado. Si el reformado se realizó con un 60% de Biometano y 40% de gas natural, el hidrógeno producido se certificaría como 60% verde.

Estas certificaciones que aún son consideradas como programas piloto, podrían beneficiar un marco regulatorio y de comercio que permita establecer, por normativa, los precios y especificaciones de calidad que tendrá el H₂ para cada “valle de hidrógeno” como mencionó el Banco Mundial, como eje para establecer un mercado de hidrógeno [29], [30].

De acuerdo con esta certificación, el hidrógeno verde estaría comprendido entre la clasificación de “hidrógeno de bajas emisiones”, denominación que comparte con el hidrógeno azul. [22]

Almacenamiento de hidrógeno.

La elección de un tipo de almacenamiento adecuado dependerá del tipo de aplicación que se le quiera dar al hidrógeno. Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno son muy diversos, e incluyen sistemas de almacenamiento de gas comprimido, hidrógeno líquido y sólidos de hidruros

metálicos. La capacidad de almacenamiento y la seguridad son aspectos clave a considerar en la elección de la tecnología de almacenamiento [1].

Los recipientes presurizados tradicionales para almacenamiento de hidrógeno están hechos de acero inoxidable, pero solo pueden soportar presiones de hasta 300 bar, lo que limita la cantidad de energía que se puede almacenar. Por ello, se han desarrollado otros materiales compuestos que permiten llevar la presión a 700 bar, aunque su producción es más costosa. El consumo energético para comprimir el hidrógeno a esta presión puede oscilar entre el 10 y el 15% del contenido de energía del hidrógeno [10].

En la actualidad, en cuanto a almacenamiento subterráneo, se consideran dos opciones como las más prometedoras para la producción de hidrógeno a través de electrólisis del agua. Por un lado, el almacenamiento en cavernas de sal y, por otro, el almacenamiento en depósitos de gas y petróleo agotados. En ambos casos, se requiere una capacidad adecuada y una presión suficiente para garantizar la seguridad. El almacenamiento criogénico también es una opción, pero se deben tener en cuenta las pérdidas por evaporación. Por otro lado, la tecnología LOHC (portadores de hidrógeno líquidos orgánicos) también está emergiendo como una opción que hace uso de la infraestructura existente en la distribución de petróleo [1].

Es necesario considerar aspectos como la capacidad de almacenamiento, la seguridad, la presión, la densidad energética, la viabilidad técnica y económica, y la compatibilidad con las aplicaciones que se le quieran dar al hidrógeno. Actualmente, se están investigando diferentes tecnologías de almacenamiento que contribuirían a solucionar los desafíos que presenta el hidrógeno como vector energético [1], [10].

Hidrógeno comprimido.

El hidrógeno se almacena en forma de gas comprimido en recipientes a alta presión. La presión de almacenamiento varía desde 350 bar hasta 700 bar, dependiendo del diseño y la aplicación. Este método es el más común y se utiliza en aplicaciones de transporte y estacionarias.

Hidrógeno líquido.

El hidrógeno líquido se almacena en recipientes criogénicos a temperaturas cercanas a los -253°C . El hidrógeno líquido tiene una densidad energética mayor que el hidrógeno gaseoso, lo que permite almacenar grandes cantidades de energía en un volumen más pequeño. Sin embargo, se requiere un alto nivel de aislamiento térmico para mantener el hidrógeno líquido a baja temperatura, lo que genera mermas que deben ser controladas o aprovechadas.

Hidrógeno crio-comprimido.

Este modo de almacenamiento responde a que el hidrógeno tiene un punto crítico de 33 K a una presión de 13 bar, lo cual significa que esas serían las condiciones mínimas (máxima temperatura a una mínima presión) en la cual puede encontrarse en estado líquido. Por ende, a una presión ambiente, el hidrógeno tendría temperaturas aún más cercanas al cero absoluto, requiriendo aumentar su presión al mismo tiempo que licuarlo para conseguir optimizar costos operativos y mermas en el transporte y almacenamiento.

Hidruros metálicos.

Los hidruros metálicos son compuestos sólidos capaces de almacenar hidrógeno a condiciones relativamente moderadas de temperatura y presión, dependiendo de la composición específica del hidruro. Este tipo de materiales presenta una alta densidad de almacenamiento, especialmente en términos volumétricos, y se utilizan tanto en aplicaciones portátiles como en sistemas de almacenamiento estacionario.

Para liberar el hidrógeno almacenado, los hidruros metálicos requieren el suministro de calor, que puede proporcionarse mediante resistencia eléctrica o radiación térmica, entre otros métodos. Esta tecnología de almacenamiento por sorción química enfrenta retos como la reducción de costos, la disminución de la masa de los dispositivos asociados y la operación a temperaturas más bajas. Otros aspectos clave incluyen la cinética de carga y descarga, así como el control de la formación de gases no deseados durante la fase de desorción [31].

Almacenamiento de hidrógeno por absorción.

Este método se basa en la adsorción o absorción del hidrógeno en materiales sólidos, como metales, aleaciones, carbones, zeolitas y otros materiales porosos. Los materiales utilizados para la adsorción de hidrógeno deben tener una alta capacidad de almacenamiento y una alta selectividad para el hidrógeno. Aunque este método puede tener una mayor densidad de energía que los métodos de almacenamiento en tanques y criogénicos, el proceso de adsorción y desorción del hidrógeno puede ser lento y puede limitar su uso en algunas aplicaciones [17]. Asimismo, estos métodos físicos de absorción y adsorción, si bien son prometedores, no presentan resultados escalables en la actualidad [31].

Almacenamiento de hidrógeno en líquidos orgánicos.

En este método, el hidrógeno se almacena en líquidos que contienen hidrógeno en sus moléculas. El hidrógeno puede ser liberado de los líquidos orgánicos mediante procesos de desorción térmica, fotolítica o eléctrica. Este método tiene la ventaja de tener menos mermas que el almacenamiento de hidrógeno líquido y no requiere una refrigeración criogénica. [17].

La tecnología LOHC se basa en reacciones reversibles de almacenamiento y liberación de hidrógeno utilizando líquidos orgánicos insaturados (por ejemplo, tolueno, naftaleno y N-etilcarbazol) como agentes de almacenamiento de hidrógeno y los correspondientes saturados (por ejemplo, metilciclohexano, decalina y dodecahidro-N-etilcarbazol) como transportadores de hidrógeno (Ver figura 8) [32].

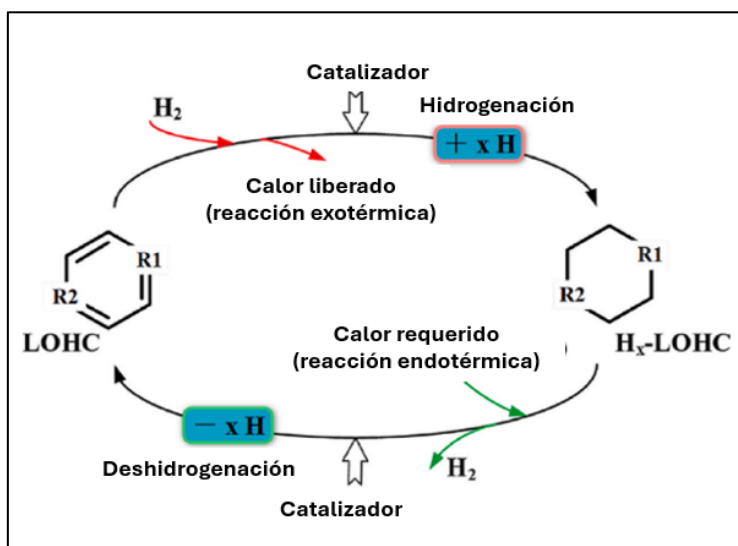


Figura 8. Proceso de reacciones reversibles de almacenamiento y liberación de H_2 mediante Líquidos Orgánicos. [32]

El almacenamiento de hidrógeno en líquidos orgánicos ofrece varias ventajas: proporciona una alta densidad de almacenamiento a temperatura ambiente, lo que garantiza aspectos de seguridad y facilita el almacenamiento a largo plazo en diferentes estaciones y regiones. Este método es particularmente adecuado para el transporte de larga distancia. Además, el almacenamiento en líquidos orgánicos se puede utilizar para suministrar hidrógeno a los vehículos de pila de combustible [17]. Vectores con tecnologías de procesamiento maduras, como el tolueno o metilciclohexano, podrían brindar alta capacidad de almacenamiento de H_2 en largos períodos de tiempo, con desventajas como el alto consumo energético para su deshidrogenación [32].

2.4. Power – To – X: Tecnologías para la desfosilización del sector energético a través del hidrógeno como vector energético.

Power-to-X (PtX) es una forma de denominar a las tecnologías que buscan resolver las dificultades de gestión debido a la intermitencia que presentan las energías renovables. Probablemente esta alternativa nació en Alemania, donde actualmente estas tecnologías tienen mayor desarrollo y es de donde se encuentran los estudios pioneros. Estas tecnologías son

procesos de conversión, almacenamiento y reconversión de energía utilizando excedentes, facilitando la gestión y el equilibrio de la oferta y la demanda. Asimismo, las tecnologías de conversión de Power-To-X permiten desacoplar la energía del sector eléctrico para su uso en otros sectores (como transporte, materia prima de la industria química, entre otros). Es decir, este hidrógeno producido no necesariamente debe ser utilizado para generar nuevamente energía eléctrica si no incorporarse a la matriz en otras formas de energía.

El término “power” vendría dado por el suministro de potencial eléctrico proveniente de las fuentes renovables. Esta diferencia de potencial se aplicaría a un mecanismo de transformación de energía eléctrica en materia (conversión electroquímica), como los electrolizadores en sus diferentes tipos, para producir oxígeno e hidrógeno (vector energético). El oxígeno podría ser utilizado como materia prima o servicio (industrial, hospitalario, entre otros) y el hidrógeno como transportador de esa energía. Una consecuencia del concepto anterior es incluir una celda de combustible y un inversor para operar como almacenamiento para la red eléctrica. La sigla “X” representa el destino de esta energía [1], [2], [10]. El sistema completo podría alcanzar eficiencias del 29 % para EAL y 33% para PEM, con costos de inversión estimados entre 1.900 y 6.300 USD/kW respectivamente, sumado a 8 USD/kWh para el almacenamiento, con rangos factibles de GWh a TWh y vida útil de 20.000 a 60.000 horas [10].

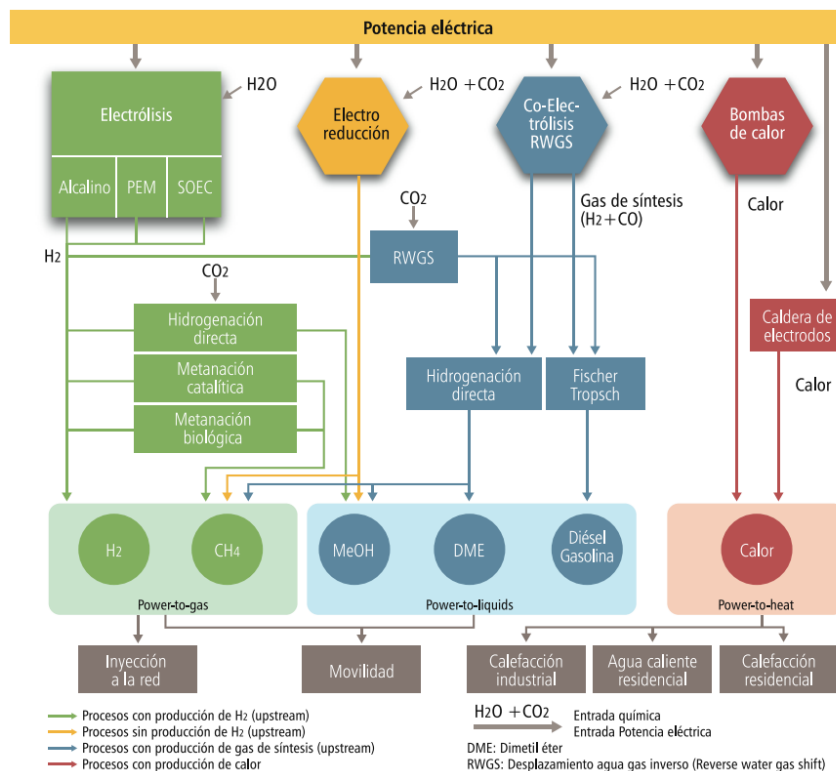


Figura 9. Esquema detallado de aplicaciones del hidrógeno verde como vector energético (Power-to-X) [10].

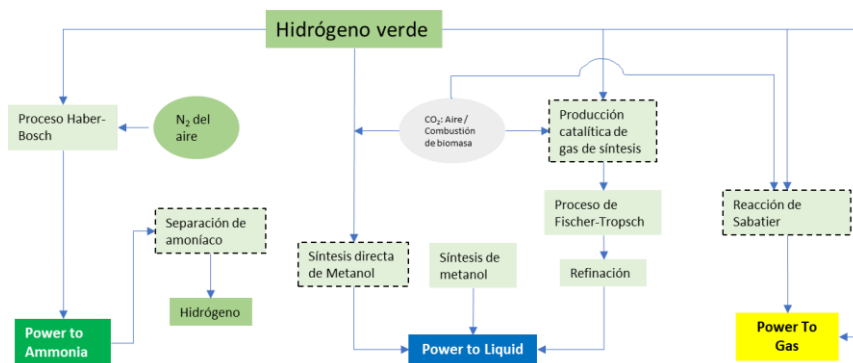


Figura 10. Productos derivados de Power to X. [33]

En las Figuras 9 y 10 pueden verse las aplicaciones PtX para la consolidación del ciclo del hidrógeno verde.

1. Power-to-gas (PtG).

A partir del año 2004 se han instalado más de 50 proyectos demostrativos alrededor del mundo, siendo instalados la mayoría de ellos en los últimos tres años [10]. PtG la tecnología que permite integrar la energía eléctrica con redes de gas natural o hidrogeneras para distintos usos (doméstico, transporte, industrial). Mediante electrólisis, se obtendría hidrógeno gaseoso para producir gas natural sintético (metanación), enriquecer las redes de gas natural o para ser utilizado puro en procesos de combustión vehicular o industrial [2].

Agregar hidrógeno a la red de gas natural existente permitirá el uso de sistemas de energía renovable de manera más amplia, no solo para su uso final como gas mezclado sino también como transporte de hidrógeno puro (separado en puntos finales de la red). Las emisiones de dióxido de carbono, en cuanto al uso final en combustión podrían verse reducidas al mezclar hidrógeno renovable en el gas natural con una proporción volumétrica del 20%. [14] [1]. Sin embargo, existe un límite para la mezcla de hidrógeno en el gasoducto de gas natural debido a problemas de resistencia en la línea e impacto energético debido al comportamiento del gas enriquecido en los quemadores de los artefactos que tengan los usuarios finales.

2. Power-to-power (PtP).

Este proceso es cuando al hidrógeno producido mediante P2G se utiliza en celdas de combustible o en plantas termoeléctricas para la producción de energía eléctrica.

3. Power-to-Liquid (PtL).

Esta tecnología plantea el uso de Hidrógeno Verde para obtener combustibles líquidos mediante hidrogenación o proceso de Fischer-Tropsch.

4. Power-To-Ammonia (PtA).

También se puede encontrar como P2C (Power-to-Chemicals). Esta tecnología propone la obtención de amoníaco mediante la mezcla de hidrógeno verde y nitrógeno del aire. Esta mezcla representaría una forma de transportar hidrógeno para ser utilizado en otros lugares y/o momentos, así como también ser aprovechado en la industria petroquímica para producir fertilizantes, comidas, etc. [1], [2], [14], [34], [33].

Estas múltiples opciones de tecnologías PtX permiten que la energía renovable llegue a zonas donde el acceso es limitado, en momentos de déficit y en formas adecuadas a los mecanismos de transformación energética que se dispongan en el ciclo. La transformación de las energías renovables a hidrógeno abriría un abanico de opciones de gestión de la producción de estas fuentes.

La neutralidad en emisiones de carbono dependerá de dos etapas que podrían operar de manera conjunta: descarbonización y desfosilización [7], [35], camino que resulta fundamental para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. El gas natural figura con un rol determinante como tecnología de transición, permitiendo una reducción significativa de emisiones en el transporte y la eliminación del uso carbón. Además, la infraestructura de gas natural, la cual existe, está desarrollada y opera bajo parámetros seguros, facilita el almacenamiento y transporte de energía de manera eficiente. La tecnología PtG (una de las tecnologías PtX) sería promotora del aprovechamiento de las energías renovables y el excedente nuclear para la producción de hidrógeno. Las políticas de emisiones vehiculares y los impuestos al carbono podrían impulsar la adopción del gas natural y el hidrógeno [1].

2.5. Gas Natural: Generalidades y sistema de abastecimiento.

El gas natural es una mezcla de combustibles fósiles (en mayor medida livianos), cuyo principal compuesto es el metano (CH_4) y en menores cantidades: etano, propano, butano, entre otros. Su origen parte de la descomposición de restos orgánicos que estuvieron hace millones de años bajo la tierra, por lo tanto, es considerado una fuente de energía no renovable.

Es originalmente incoloro e inodoro, sin embargo, presenta contaminantes como nitrógeno, dióxido de carbono, agua y compuestos azufrados que obligan a que sea tratado para su uso posterior como fuente de energía [36]. Luego de ser extraído y procesado, el gas natural se puede

transportar vía gasoductos localizados en los mismos sitios de extracción o licuarlo a muy baja temperatura (-160°C) y transportarlo en barcos como gas natural licuado (GNL) a sectores lejanos de estos puntos. Luego el GNL se regasifica en los puertos de destino, para ser transportado por gasoductos a los consumidores finales [37].

La principal diferencia en los sistemas de gas natural es su material de construcción, a consecuencia de las presiones de trabajo y las locaciones donde son construidos. El sistema de transporte está construido en acero al carbono, que ofrece resistencias acordes a la alta presión, operados por la empresa concesionaria (el transportista) hasta estaciones de regulación denominadas “City Gates”, donde el gas natural cambia fiscalmente de presión y jurisdicción hacia las redes de distribución. El sistema de distribución (redes) se encuentra en su mayoría construido con cañerías de polietileno de alta densidad (PEAD), acordes para presiones de trabajo medias-bajas [15], [38], [36].

Básicamente, el sistema de gas natural se compone en segmentos: el primero el de abastecimiento, donde el gas es producido y tratado para ser transferido en líneas de transporte, que se encargan de mantener la capacidad y entregarlo a las redes de distribución y servicio y estas al cliente final [37], [15], [36] (ver figura 11). Es importante recalcar que, en Uruguay, solo se tienen sistemas de transporte (gasoductos) y redes de distribución y servicio, cuyas especificaciones son regidas por el Reglamento de instalaciones fijas de Gas Combustible de la URSEA [39].

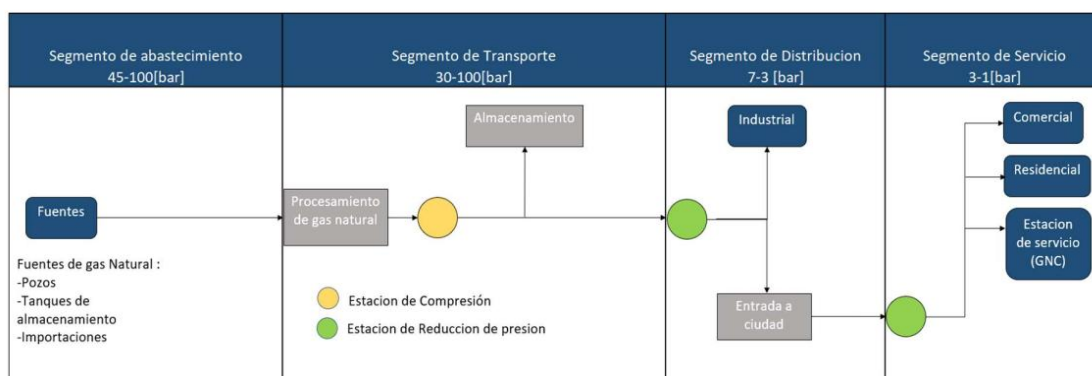


Figura 11. Infraestructura general del sistema de transporte y distribución de gas natural. [37].

En Uruguay, el Gas Natural es transportado, distribuido y comercializado bajo estandarizaciones volumétricas (caudal estándar a 15°C y 1bar) y estandarización energética (a una composición que permita un Poder Calorífico Superior de 9300 kcal/Sm³). [40]

El gas natural presenta varias ventajas en comparación con otros combustibles:

- Reduce el riesgo de incendios y explosiones (frente a otros combustibles fósiles), al ser más liviano que el aire, lo cual le permite dispersarse en ambientes correctamente ventilados.
- Tiene bajo punto de rocío (baja cantidad de condensables), lo cual lo hace un producto limpio, que minimiza los protocolos de mantenimiento y purgas en los sistemas.
- Reduce los costos de mantenimiento asociados a la corrosión.
- Sus sistemas tienen un costo menor, desde el abastecimiento hasta el usuario final.
- La combustión es fácilmente regulable.
- No es tóxico.

El gas natural puede ser un combustible de transición hacia la desfosilización del sector energético debido a su menor contenido de carbono en comparación con otros combustibles fósiles, como el carbón y el petróleo. Al reemplazar estos combustibles por gas natural, se pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad del aire. Además, el gas natural puede ser incorporado al ciclo del hidrógeno, tanto como materia prima como en uso final, con las tecnologías PtG.

El uso de gas natural de bajo contenido en carbono en el transporte (mezclado con biogás o hidrógeno verde), es una opción atractiva como transición a la desfosilización del sector transporte [41]. El hidrógeno, producido a partir de fuentes renovables, podría ser el eslabón perdido de esta transición, siendo protagonista en la descarbonización y desfosilización de sectores difíciles de electrificar [5], [35].

En cuanto a las ventajas ambientales, el uso de metano en el sector transporte (gas natural vehicular) trae importantes ventajas en la reducción de emisiones. Por ejemplo, comparado con el diesel, la combustión del metano emitiría 35% menos CO₂, 99% menos partículas sólidas, 90% menos NO_x y 70% menos hidrocarburos provenientes de combustión incompleta o fugas. A su vez, comparado con la gasolina, la combustión del metano generaría 25% menos de emisiones de CO₂, 99% menos en emisión de particulados, 90% menos en NO_x y 80% menos en hidrocarburos.

En el contexto nacional, quedó demostrado e implementado un paso hacia la descarbonización, entre 2023 y 2024, que fue la sustitución total el uso de fuel oil en la Refinería La Teja (Montevideo) por Gas Natural, comprado en Argentina, transportado por el Gasoducto Cruz del Sur, redujo las emisiones de CO₂ a un equivalente de reemplazar 45.000 vehículos con motor a combustión por vehículos con motor eléctrico [42].

Otro aspecto importante de la integración del hidrógeno es su potencial para actuar como medio de almacenamiento para el exceso de energía renovable, tratado en el capítulo 4 de este trabajo. El hidrógeno producido puede luego almacenarse en la infraestructura de gas existente, sirviendo como una forma de almacenamiento de energía. Durante los períodos de alta demanda o baja generación renovable, este hidrógeno almacenado puede reconvertirse en electricidad o calor, proporcionando estabilidad y flexibilidad a la red.

Ciertos sectores, como la industria pesada y el transporte de larga distancia, enfrentan desafíos significativos en la transición a alternativas bajas en carbono. El hidrógeno, especialmente cuando se produce a partir de fuentes renovables o combinado con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, promete abordar estos desafíos. Además, el hidrógeno serviría como materia prima para procesos industriales como la producción de acero y amoníaco, y puede alimentar vehículos con celdas de combustible o usarse en motores de combustión interna para el transporte de larga distancia, fomentando así un ciclo de producción y usos de hidrógeno verde.

Mientras que el potencial de integración del hidrógeno en las redes de gas es significativo, todavía existen algunos desafíos, por ejemplo, la falta de regulaciones y estándares específicos con respecto a la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural. Además, asegurar la producción de hidrógeno de bajo carbono o renovable a escala es esencial para realizar los beneficios ambientales completos.

Como ya ha sido comentado, en Uruguay está iniciándose la formación de un marco regulatorio, impulsado desde la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y que convoca a expertos para formar un anteproyecto de reglamento de seguridad del Hidrógeno, a partir de diciembre de 2023.

El reglamento abarca desde la producción hasta la comercialización de hidrógeno, exigiendo que las empresas se registren en URSEA y los proyectos cumplan con normas técnicas internacionales de seguridad. Además, se debe registrar cualquier proyecto de producción de hidrógeno, asegurando su cumplimiento con una declaración jurada. La URSEA mantendrá un registro de profesionales cualificados y supervisará las modificaciones en los proyectos. También se establecerán normas de seguridad en operación y mantenimiento de instalaciones, mencionando a la URSEA como auditor en caso de realizar inspecciones adicionales [43].

2.6. Actores principales en la exportación, transporte y distribución de gas natural en Uruguay.

De acuerdo con información actual del BEN 2022, Uruguay cuenta con dos gasoductos con una capacidad de 6.000.000 Sm³/día. El gas natural es abastecido desde Argentina, con cargadores autorizados como IEASA, PAE, PAMPA, desde el sistema de Transporte de Gas del Sur (TGS Argentina). [44]

El primer gasoducto que transporta gas natural en Uruguay se ubica al noroeste del país (gasoducto Litoral: Cr. Federico Slinger), operado en su totalidad por ANCAP. El gasoducto fue inaugurado en 1998 y tiene una capacidad de 1.000.000 Sm³/día. Su extensión es de 27,2 km y la traza inicia desde Entre Ríos (Argentina) hasta la ciudad de Paysandú, abasteciendo a la red de distribución local de Conecta [44] [40].

El segundo gasoducto, operado y administrado por la empresa Gasoducto Cruz del Sur, transporta gas natural desde Punta Lara (La Plata - Argentina) hasta el este de Montevideo. Su capacidad de transporte es de 5.000.000 Sm³/día y abarca los departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo, con una longitud total de traza de 400 km [44]. (Ver figuras 12 y 13)

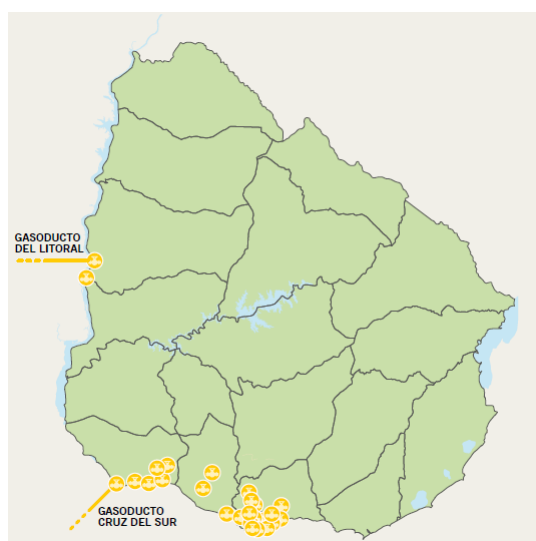


Figura 12. Sistema de transporte de Gas Natural en Uruguay [44]



Figura 13. Sistema de transporte de Gasoducto Cruz del Sur. [45]

2.7. Factores que influyen en la implementación de tecnologías PtG: Intercambiabilidad e índice de Wobbe en mezclas de H₂ en Gas Natural.

No solo el impacto energético definirá la viabilidad de los proyectos de Power To Gas, sino la capacidad de que el gas natural enriquecido con hidrógeno pueda ser intercambiable con el gas natural puro, a efectos del usuario final (características de la combustión en artefactos). Para ello, este aspecto importante a la hora de la incorporación del hidrógeno en las redes de cañerías de gas natural existentes es el factor de intercambiabilidad (índice de Wobbe - IW), el cual es utilizado en la industria para determinar si un gas combustible es equivalente (e intercambiable) por otro, de manera referencial [46], [47], [48]. Siendo la intercambiabilidad la medida del grado en que las características de combustión de un gas se asemejan a las características de otro. Se considera que dos gases son intercambiables cuando se puede sustituir un gas 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 [49], [40]. Los gases de la misma familia, cuyo IW no se diferencie en más de un 4%-5%, se consideran intercambiables, sin requerir modificaciones en términos operativos relativos a la combustión [47], [48].

La ecuación para calcular el índice de Wobbe (IW) es:

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{G}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

PCS: es el poder calorífico superior del gas;

G : Es la densidad relativa del gas.

2.8. Fundamentos de la electrólisis del agua.

La electrólisis del agua es un proceso con más de 200 años de estudio. Es un proceso electrolítico generador de sustancia (celda electrolítica), en la que básicamente se aplica una corriente eléctrica continua para que promueva la reacción de reducción-oxidación, descomponiendo al agua en oxígeno e hidrógeno.

La reacción global de electrólisis es la que se muestra en la ecuación 2:



Durante la electrólisis, se utiliza una fuente de corriente continua para aplicar una diferencia de potencial a través de dos electrodos. El ánodo actúa como electrodo positivo (+) y se encarga de la semirreacción de producción de oxígeno (OER), mientras que el cátodo es el electrodo negativo que favorece la semirreacción de producción de hidrógeno (HER).

La descomposición de la molécula ocurre a través de una transferencia continua de electrones entre los iones y los electrodos. Durante este proceso, los aniones (iones negativos) ceden electrones, mientras que los protones (iones positivos) aceptan los electrones liberados por el cátodo. Como resultado de estas reacciones, se producen nuevas sustancias en forma gaseosa, tales como H_2 y O_2 .

Es importante destacar que las reacciones que ocurren en cada electrodo dependen del pH, lo que permite clasificar la electrólisis según el tipo de electrolito utilizado. [25]

La reacción química balanceada quedaría de la siguiente manera:



Según la estequiometría de la reacción, se necesitan 2 moles de agua para producir 2 moles de hidrógeno gaseoso. Como la masa molar del agua es aproximadamente 18 g/mol, esto significa que se necesitan 36 gramos de agua para producir 2 gramos de hidrógeno (1 mol de H_2).

Por lo tanto:

$$\frac{\frac{2 \text{ g de H}_2}{\text{mol}}}{1000 \text{ g de H}_2} \times 18 \text{ g } \frac{\text{H}_2\text{O}}{\text{mol}} = 9000 \text{ g}_{\text{H}_2\text{O}} = 9 \text{ L H}_2\text{O por kg H}_2$$

Termodinámica de la electrólisis del agua.

Como se mencionó, la electrólisis es un proceso que requiere la aplicación de una diferencia de potencial externa proveniente de una fuente de energía eléctrica, lo que significa que es un proceso no espontáneo ($\Delta G > 0$). La primera ley de la termodinámica rige este aporte de energía y se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta G_{(T,P)} = \Delta H_{(T,P)} - T \cdot \Delta S_{(T,P)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Para realizar un análisis termodinámico de la reacción de electrólisis del agua, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las fases líquida y gaseosa se encuentran completamente separadas.
- Los gases producidos (hidrógeno y oxígeno) se comportan como gases ideales.
- La fase líquida (agua) se considera incompresible, ya que su compresibilidad a 500 kPa es del 0,02%.

Las ecuaciones correspondientes a la electrólisis del agua, asumiendo que el agua líquida y los gases producidos se encuentran en condiciones normales de temperatura y presión, son las siguientes:

$$\Delta H_{(T,P)} = \Delta H_{H_2(T,P)} + \frac{1}{2} \Delta H_{O_2(T,P)} - \Delta H_{H_2O(T,P)} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\Delta S_{(T,P)} = \Delta S_{H_2(T,P)} + \frac{1}{2} \Delta S_{O_2(T,P)} - \Delta S_{H_2O(T,P)} \quad \text{Ecuación 6}$$

La energía total que debe aportarse para que la electrólisis sea efectiva dependerá de la entalpía de la reacción (ΔH), de acuerdo a sus distintos orígenes: térmico ($T \cdot \Delta S$) y eléctrico (ΔG). El comportamiento termodinámico de la reacción (ver figura 14) vendrá definido por la ecuación del aporte de energía.

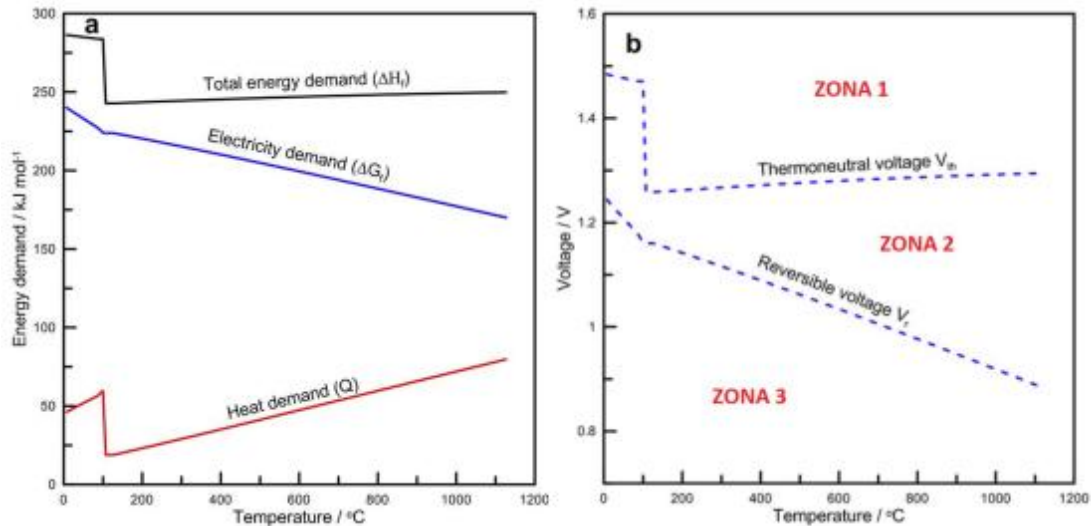


Figura 14. Termodinámica de la electrólisis del agua: 1. Izquierda: Influencia de la temperatura sobre los parámetros termodinámicos de la electrólisis del agua a P= 1 bar. 2. Derecha: dependencia de los voltajes reversible y termoneutro con respecto a la temperatura (Fuentes: [25], [31])

Voltaje reversible.

El voltaje reversible, también conocido como potencial de equilibrio (V_{rev}), se define como la diferencia de potencial mínima teórica entre los electrodos de una celda electroquímica necesaria para impulsar la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno. Este voltaje es la barrera energética mínima que se debe superar para que tenga lugar la reacción electroquímica deseada. En términos prácticos, aplicar una corriente eléctrica continua entre el ánodo y el cátodo supera esta barrera, permitiendo que el agua se descomponga en los gases respectivos.

La relación entre el voltaje reversible y la corriente implica que para mantener la descomposición del agua (proceso de electrólisis) de manera eficiente, se debe suministrar suficiente energía para superar el V_{rev} .

Además, el V_{rev} está directamente relacionado con el cambio en la energía libre de Gibbs (ΔG) del proceso electroquímico, lo cual se describe en la ley de Faraday. Esta ley establece que la cantidad de sustancia química transformada durante la electrólisis es proporcional a la cantidad de electricidad utilizada en el proceso. El suministro térmico externo necesario (ΔQ) está vinculado con este proceso y es un factor crítico para determinar la eficiencia general de la electrólisis.

$$\Delta G = z \cdot F \cdot V_{rev}$$

Ecuación 7

Donde:

ΔG : variación en la energía libre de Gibbs (kJ/mol).

Z: número de electrones involucrados en la reacción ($z = 2$).

F: 96.500 C/mol (constante de Faraday).

V_{rev} : voltaje reversible (V)

Como se observó en la figura 14, El V_{rev} disminuye al aumentar la temperatura. Se encuentra en el intervalo de 1,25-0,91 V en el rango amplio de temperatura (de 0-1000 °C). [25], [31], [50]

Voltaje termoneutro.

El voltaje termoneutro (V_{tn}) es el voltaje mínimo requerido para que la corriente eléctrica proporcione la energía necesaria para impulsar una reacción electroquímica en condiciones adiabáticas. Este concepto cobra especial relevancia en procesos electroquímicos donde la entalpía total (ΔH) de la reacción debe ser suministrada íntegramente por la corriente eléctrica.

La relación entre el voltaje termoneutro, la entalpía total y otros parámetros termodinámicos se establece mediante la ecuación 7:

$$V_{tn} = \Delta H / (z \cdot F) \quad \text{Ecuación 8}$$

Lo cual puede desarrollarse de la siguiente manera:

$$V_{tn} = \Delta G + T \cdot \Delta S / (z \cdot F); \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

ΔH : variación en la entalpía (kJ/mol).

V_{tn} : voltaje termoneutro (V).

ΔS : cambio en la entropía (kJ/mol.K).

T : Temperatura absoluta (K).

En condiciones normales (25 oC y 1 atm), si se sustituye en la ecuación anterior, se obtiene el voltaje termoneutro estándar $V_{o tn}$ que resulta ser 1,48 V.

$$\Delta H = \Delta H^\circ = 286,43 \text{ (kJ/mol)} \rightarrow V_{tn} = V_{o tn} = \Delta H^\circ / z \cdot F = 1,48 \text{ V}$$

Donde:

ΔH : variación en la entalpía (kJ/mol).

ΔH° : variación en la entalpía (kJ/mol) en condiciones normales (25° C y 1 atm).

V_{tn} : voltaje termoneutro (V).

ΔS : cambio en la entropía (kJ/mol.K).

T: Temperatura absoluta (K).

La diferencia entre el voltaje reversible y el termoneutro se conoce como voltaje térmico o entrópico y representa la sobretensión mínima con respecto al voltaje reversible que debe aplicarse a la celda de electrólisis para iniciar la reacción de descomposición del agua. En condiciones estándar esta potencial es de 0,25 V [25], [31], [50]

Voltaje real de operación.

En condiciones estándar de operación, se cumple que $V^{rev} = 1,23$ V y $V^{tn} = 1,48$ V, cuyos valores dependen de la temperatura. El voltaje reversible disminuye de manera significativa con la temperatura mientras que el voltaje termoneutro permanece casi constante debido al hecho de que la variación de la energía libre de Gibbs (ΔG), ante cambios en la temperatura, es compensada por la variación de la energía térmica ($T \cdot \Delta S$) (Ver figura 14). Asimismo, observando la figura 14 (derecha) se puede dividir el plano temperatura/potencial de celda en tres zonas, en las cuales una celda de electrólisis podría operar, de acuerdo con el valor de potencial aplicado entre los electrodos de la celda y la temperatura de operación. Estas zonas se describen a continuación:

Zona 3: Aplicando un voltaje inferior al reversible ($V_{cel} < V_{rev}$), el proceso de electrólisis no se ejecuta. En este caso, no circula ninguna intensidad entre los electrodos de la celda, debido a que se aplica un voltaje inferior al reversible.

Zona 2: Aplicando un voltaje en el rango comprendido entre el voltaje reversible y el termoneutro ($V_{tn} > V_{cel} > V_{rev}$) para una presión y temperatura dadas, se produce la electrólisis siempre que se aporte energía térmica (Q_{ap}) de igual valor a la diferencia entre el voltaje termoneutro y el voltaje aplicado, como se muestra en la Ecuación 10. Si no se aporta calor (Q_{ap}), el sistema se enfría y el proceso se detiene.

$$Q_{zona\ 2} = Q_{ap} = (V_{tn} - V_{cel}) \cdot I \quad \text{Ecuación 10}$$

Zona 1: Se observa que al aplicar un voltaje superior al termoneutro se produce la electrólisis y el exceso de energía aplicado se degrada como energía térmica que debe expulsarse del sistema por algún proceso de refrigeración. El calor generado (Q_{gen}), quedará definido por la siguiente expresión:

$$Q_{\text{zona 1}} = Q_{\text{gen}} = (V_{\text{cel}} - V_{\text{tn}}) \cdot I$$

Ecuación 11

Tipos de electrólisis.

Los parámetros fundamentales para definir el tipo de electrólisis son la temperatura de operación y el pH (electrolito ácido o básico). La temperatura influye significativamente sobre el potencial demandado por el proceso. El voltaje reversible tiende a disminuir a medida que aumenta el aporte de temperatura, tal y como se vio en la termodinámica del proceso de electrólisis. De tal manera que, en cuanto a la temperatura del proceso, la electrólisis puede ser de baja temperatura (< 80 °C) y de alta temperatura (>120 °C).

Con respecto al pH, la electrólisis puede darse en condiciones neutras (pH=7), resultando una diferencia de potencial entre las semirreacciones OER y HER de 1,229 V. Sin embargo, a medida que el proceso entra en el curso, el ánodo tiende a acidificarse debido a la formación de iones H^+ y, simultáneamente alcalinizando el lado catódico al formarse iones OH^- . La variación resultante del pH entre el cátodo y el ánodo ocasiona un aumento del voltaje termodinámico del proceso, lo cual obliga a optimizar el proceso con el uso de soluciones concentradas de H^+ u OH^- para disminuir los sobrepotenciales de concentración de estas dos especies, que son las que ocupan toda el área física del electrolizador durante todo el proceso. A continuación, se describen estos dos procesos:

Electrólisis alcalina (EAL).

En la electrólisis alcalina, los grupos OH^- son responsables del transporte iónico. Por lo general, se utiliza una solución de KOH o NaOH como medio básico en el que ocurre la reacción. Se coloca un diafragma poroso entre los electrodos para evitar la mezcla de los productos gaseosos formados. Este proceso es el más antiguo y más estudiado debido a la pasividad que presentan los metales en medio básico, lo que evita fenómenos espontáneos como la corrosión [25].

A pesar de que la EAL a presión atmosférica presenta una mayor eficiencia (menor potencial aplicado) que cuando se opera a presiones moderadas y altas (ver figura 15), en este último caso se obtiene hidrógeno presurizado que podría reducir los costos operativos generales. Los electrolizadores alcalinos pueden operar entre un 20% y un 100% de su capacidad de diseño, e incluso por encima de la capacidad de diseño hasta un 150% [34].

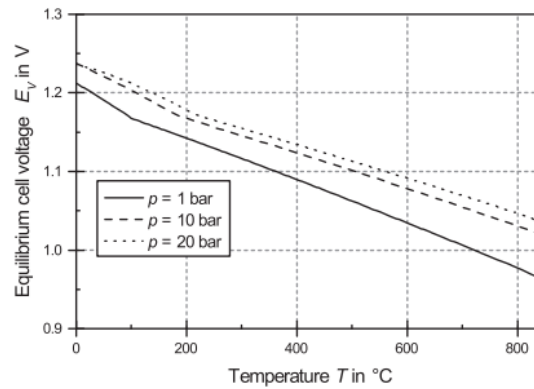


Figura 15. Potencial de equilibrio en función de la temperatura, a distintas presiones.

[34]

El hidrógeno obtenido en la electrólisis alcalina (ver figura 16) es de alta pureza (entre 99,7% y 99,9%) y requiere de una alimentación de agua con una conductividad menor de 5 $\mu\text{S/cm}$. [51]

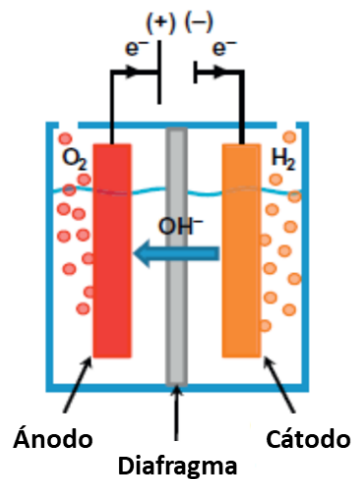


Figura 16. Esquema de electrólisis alcalina. [25]

Electrólisis ácida.

El transporte iónico lo realizan los iones H^+ (protones), siendo necesario un electrolito ácido que puede ser H_2SO_4 o HCl . Por lo antes mencionado, las soluciones ácidas (acuosas) generan corrosión, por lo cual se desarrollaron electrolitos poliméricos selectivos que permiten el paso de iones H^+ y, a su vez, aíslan al ánodo del cátodo y separar los gases producidos. Los electrodos al no estar separados por un medio poroso, pueden trabajar a distintas presiones. Las tecnologías que usan electrolitos poliméricos se denominan electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane o Polimeric Electrolyte Membrane). Los sistemas PEM están menos desarrollados que los de EAL [25].

La tecnología PEM presenta una alta flexibilidad operacional, un tiempo de arranque en frío en el orden de los minutos, inclusive segundos y tiempos de apagado igualmente cortos, haciéndola interesante tanto para procesos continuos como para operación intermitente. Otra ventaja es que no trabaja con materiales corrosivos, lo que permite una mayor vida útil de los componentes de la planta. Por ser una tecnología menos desarrollada que la EAL, la electrólisis PEM es considerablemente más costosa [34]. La eficiencia de este proceso está en el rango de 50-60% con respecto al LHV del H_2 producido, operando a temperaturas de 60 °C hasta 80 °C, pudiendo operar a mayor densidad de corriente que las SOEC (1-2 A/cm²). La complejidad de los sistemas PEM hace que sean procesos más difíciles de escalar en la actualidad en comparación con la SOEC [52], [25] (Figura 17).

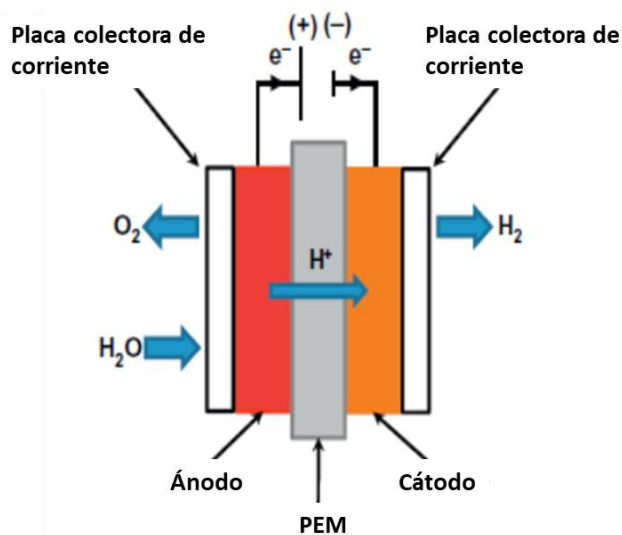


Figura 17. Esquema de general de un electrolizador PEM. [25]

La PEM más utilizada hasta el momento es una membrana de ácido perfluorosulfónico (PFSA). Entre los polímeros PFSA utilizados en las celdas de combustible, el preferido ha sido el copolímero de tetrafluoroetileno sulfonado con el nombre comercial de Nafion®, desarrollado y fabricado por DuPont™ en la década de 1960. Es el primero de una clase de polímeros sintéticos con propiedades iónicas, llamados ionómeros. Nafion® tiene una estructura muy compleja que ha intrigado a los científicos durante décadas, especialmente en los últimos años, cuando nuevas aplicaciones en las celdas de combustible parecían ser una solución a los problemas energéticos [52].

La electrólisis de baja temperatura opera habitualmente en un rango entre 60 °C y 80 °C, demandando un elevado aporte eléctrico que podría ser aproximadamente igual a la energía contenida en el hidrógeno que se obtiene. Este proceso será viable para producciones pequeñas in-situ o para producción a gran escala si el hidrógeno producido estuviera integrado a la matriz de energías renovables, buscando almacenar los excedentes en este nuevo vector energético.

Electrólisis de alta temperatura: Electrólisis de Óxido Sólido (SOEC).

Es una tecnología aún más nueva que la electrólisis PEM. Por las características de su electrolito cerámico, basado en óxidos sólidos [ejemplo: ZrO_2 mezclado con Y_2O_3 al 8%. [34] este proceso puede llevarse a cabo con temperaturas en un rango entre 700 °C y 1000 °C. Los electrodos son materiales porosos, generalmente Ni/YSZ (níquel en base de Zirconio estabilizado con Itrio) para el cátodo y una mezcla de perowskitas con YSZ para el ánodo. El consumo eléctrico en la tecnología SOEC es considerablemente menor que en los procesos a baja temperatura, sin embargo, precisará servicios como vapor de agua y una fuente térmica elevada para poder mantener la temperatura de operación, por lo cual, parte de la energía consumida es en forma de calor (menos costoso que la electricidad) [25]. Los mayores desafíos de los sistemas SOEC son la rápida degradación de los materiales y el control térmico a largo plazo, ambos efectos secundarios de la alta temperatura de operación. [34].

En los sistemas SOEC, se alimenta vapor de agua directamente al cátodo (donde ocurre la reacción de reducción). La fina capa de materiales cerámicos del electrolito es capaz de intercambiar iones O^{2-} a elevada temperatura. Esta condición térmica es una limitante en cuanto a densidades de corriente, que deben estar comprendidas entre 0,3 y 0,5 A/cm² (75% menos que las densidades de corriente con las que permiten trabajar los sistemas PEM).

Normalmente, los sistemas SOEC trabajan con densidades de corriente entre 0,2-0,45 A/cm², lo que produce mezclas de gases inflamables a través del diafragma poroso. Por este motivo no se considera seguro operar por debajo del 20% de capacidad de diseño [25]. (Figura 18).

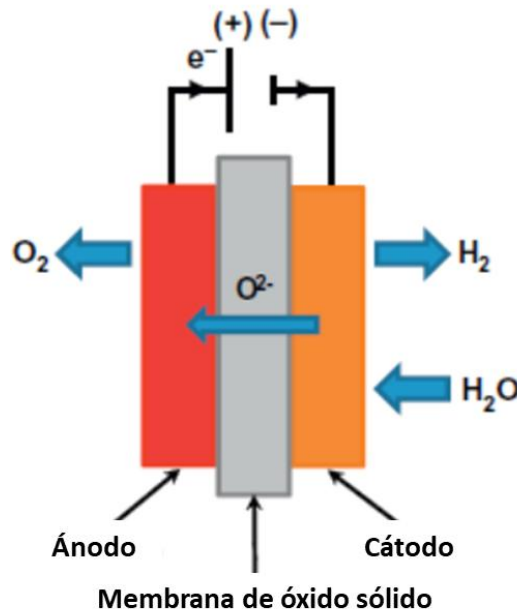


Figura 18. Esquema general de sistema SOEC. [25]

Electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM)

La electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEMWE) es un método aún en desarrollo e investigación. A diferencia de la electrólisis PEM, las AEM permiten el paso de iones OH^- (las PEM permiten el paso de H^+). Estos cationes son atraídos hacia el ánodo, en el cual se combinan para formar O_2 y H_2O . Los átomos de hidrógeno (H^+) gravitan en el cátodo y forman el H_2 como producto gaseoso. Al ser un electrolito alcalino, la reacción podrá ejecutarse eficientemente sin utilizar metales nobles, los cuales encarecen el proceso (para el caso de la PEMWE, cuyos materiales son 3000 veces más costosos o 200 \$/Nm³/h de hidrógeno con una intensidad de 1A. cm⁻²) [31], 78 [53]. Adicionalmente, este tipo de electrólisis aún presenta desafíos como la durabilidad del electrolito y la densidad de corriente máxima que puede brindar, siendo menores que la de la electrólisis PEM [31]. Esta tecnología aún no alcanza la escala comercial, por lo cual no puede ser comparada objetivamente en su operativa con las EAL, PEM y SOEC.

Eficiencia del proceso de electrólisis.

En los últimos años, los estudios enfocados en el proceso de electrólisis, investigaciones sobre los distintos tipos según su electrolito, temperatura de operación y materiales utilizados, han permitido valores de eficiencia en aumento, superiores al 50%. [25], [3], [53]. La eficiencia del proceso de electrólisis podrá calcularse mediante la energía aplicada para producir una cantidad determinada de Hidrógeno [12], [53]. La relación entre la energía aplicada en el proceso y la energía que podrá obtenerse mediante la combustión del Hidrógeno puro obtenido será igual al

rendimiento del proceso. Por ejemplo, el poder calorífico superior (PCS: E_{H_2} en la ecuación 12) del hidrógeno es 142 MJ/kg, que es igual a 39,4 kW·h/kg. Entonces, si el proceso de electrólisis consume aproximadamente 50 kW·h de electricidad para producir un kilogramo de hidrógeno (E_{apl} en ecuación 12) entonces su eficiencia, determinada por la siguiente relación de energías:

$$\eta (\%) = \left(\frac{E_{H_2} (kWh)}{E_{apl} (kWh)} \right) \times 100 \quad \text{Ecuación 12}$$

$$\eta (\%) = \left(\frac{39,44 kWh}{50 kWh} \right) \times 100 = 79\%$$

Nivel de madurez tecnológica de los tipos de electrólisis (NMT / Technology Readiness Level: TRL)

El nivel de madurez tecnológica (NMT) es una medida para describir la importancia y complejidad del desarrollo necesario para alcanzar los estados de comercialización. Puede variar desde un principio teórico, en NMT 1, hasta una planta operativa en competencia del mercado, en NMT 9. La figura 19 muestra la correspondencia entre el número de NMT y el estado de la tecnología para los distintos tipos de electrólisis [27].

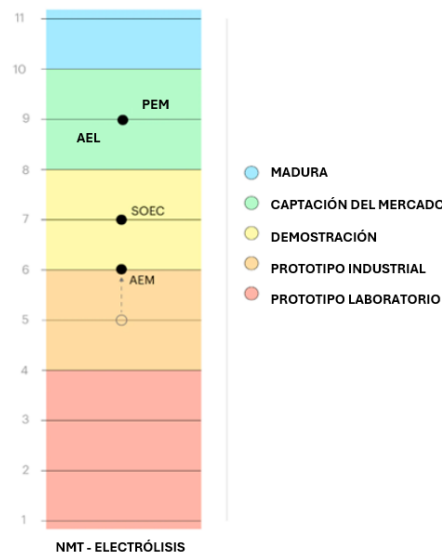


Figura 19. Grado de madurez tecnológica comparado entre los tipos de electrólisis. [27], [54], [53].

Comparativa entre los métodos de electrólisis existentes.

Actualmente, la EAL es la tecnología más simple, desarrollada y económica para producir hidrógeno y oxígeno, pero tiene problemas de eficiencia debido al ambiente corrosivo en el que funciona. La electrólisis PEM, por su parte, es más eficiente y segura que la EAL, ya que no tiene un electrolito potencialmente corrosivo y su temperatura de trabajo es más baja que la de la SOEC. Aunque la PEM es más cara, se presenta como una solución confiable y asequible para superar los desafíos relacionados con los otros dos tipos de procedimientos de electrólisis. La SOEC tiene un mejor rendimiento que las otras tecnologías en pruebas de laboratorio, pero requiere temperaturas más altas y condiciones de operación específicas, lo que podría hacerla más conveniente para las plantas de producción de hidrógeno centralizadas y a gran escala. [25], [55]. La tabla 3 muestra una comparativa detallada entre las características principales de cada tipo de electrólisis.

Tabla 3. Comparativa entre los tipos de electrólisis. [55], [31], 78 [53], [27]

Parámetro	ALCALINA	ÁCIDA (PEM)	ÓXIDO SÓLIDO	AEM
Semi-reacciones	$2\text{OH}^- \rightarrow 1/2\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$2\text{O}^{2-} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{O}^{2-} + 2\text{H}_2$	$2\text{OH}^- \rightarrow 1/2\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{OH}^-$
Tipos de electrodos y catalizadores	Ánodo: Ni, Fe / aleaciones: Ni, óxidos metálicos Cátodo: Acero+Ni / Ni-Co	Ánodo: Grafito-PTFE+Ti / RuO ₂ , IrO ₂ Cátodo: Grafito+Pt / Pt	Ánodo: cerámicos (Mn, La,Cr) / Ni Cátodo: Zr+Ni / CeOx	Ánodo: óxidos metálicos y aleaciones de Ni y metales de transición. Cátodo: Ni, Ag, Acero.
Tipo de electrolito	KOH (en torno al 35 wt%), NaOH (en torno al 20 wt%)	Electrolito polimérico sólido(PFSA, usualmente Nafion® Dupont)	Óxidos de Zirconio; Y ₂ O ₃ -ZrO ₂ , Sc ₂ O ₃ -ZrO ₂ , MgO-ZrO ₂ , CaO-ZrO ₂	Membrana de electrolito polimérico de intercambio aniónico. Usualmente: Sustainion® (activado con solución: KOH, K ₂ CO ₃) Turnkey.
Medio separador	Diafragma (PAM, ZrO ₂ enPPS, NiO)	Membrana polimérica de intercambio protonico	Membrana cerámica	Membrana polimérica de intercambio aniónico.
Ion	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻	OH ⁻
Temperatura	60-85 °C (baja temperatura),	40-80 °C (baja temperatura),	800-1000 °C (alta temperatura)	30-60 °C
Presión	1-30 bar (más eficiente en atmosférica)	1-350 bar	1-5 bar	>10 bar (en desarrollo)
Consumo energético	5,0-5,9 kWh/Nm ³ de H ₂	5,0-6,5 kWh/Nm ³ de H ₂	3,2-3,5 kWh/Nm ³ de H ₂	En etapa de investigación.
Eficiencia (LHV)	50-60%	50-60% [25] 30-80 % [55]	80-95%	En etapa de investigación.
Costes del sistema	1000-1500 €/kW (tecnología madura y comercial)	1900-2300 €/kW (comercial a media y pequeña escala)	Tecnología en fase dedesarrollo	En fase de desarrollo. Puede lograr ser mucho más económica que PEM debido a que no necesita metales nobles.

Parámetro	ALCALINA	ÁCIDA (PEM)	ÓXIDO SÓLIDO	AEM
Capacidad	1-500 Nm ³ /h	1-230 Nm ³ /h	< 1 Nm ³ /h	En fase de desarrollo.
Densidad de corriente	0,2-0,5 A/cm ²	0-2 A/cm ² (más avanzados en etapa de desarrollo: 6 A/cm ²) [31]	0-2 A/cm ² [25] 0.5 – 1 A/cm ² [55]	> 7 A/cm ² (escala laboratorio) [31]
TRL	9	9	7	5-6
Ventajas	Actualmente tecnología comercial de menor coste y mayor eficiencia. Tecnologías muy desarrolladas comercialmente.	Electrolito sólido (no corrosivo). Posibilidad de operación a altas densidades de corriente, lo que permite diseños compactos. Producción de gas a alta presión. Permite alta presión diferencial entre el lado anódico y catódico	Electrolito sólido (no corrosivo). Utiliza energía térmica para reducir consumo de electricidad. Menos requisitos de pureza de agua. Producción de gas a alta presión	Facilidad para dispositivos portátiles. Altas densidades de corriente, eficiencia y pureza de hidrógeno producido. Menores costos por electrocatalizadores. Permite mayor presión diferencial.
Desventajas	Bajas densidades de corriente. Electrolito limita la respuesta y aumenta el mantenimiento. Necesaria compresión auxiliar. Etapas adicionales de purificación. Las plantas AEL ocupan mayor superficie que otras tecnologías de electrólisis.	Elevados costes de las membranas poliméricas y los catalizadores de metales nobles. Agua de alimentación ultra-pura. Las plantas PEM podrían llegar a ocupar un 25% menos de superficie que la tecnología AEL.	El ciclo térmico limita la vida útil de los materiales. La alta temperatura de operación limita posibles aplicaciones. Equipos experimentales	Tecnología nueva y aún en etapa de desarrollo.

Los electrolizadores PEM tienen ventajas sobre los dispositivos alcalinos en su durabilidad, pueden ser reversibles, y pueden operar a potenciales más bajos, ofreciendo densidades de corriente más altas (relacionado directamente con la producción de hidrógeno). Pueden operar en condiciones más altas de presión y temperatura, lo que resulta en mayores eficiencias. Aunque los altos costos de los materiales, los fenómenos de permeación cruzada que aumentan con la presión y la presencia de vapor de agua junto con el hidrógeno producido son los principales inconvenientes de la tecnología PEM [53], [55].

Balance de Planta: Electrólisis Alcalina y PEM.

El Balance de Planta (BoP) de un electrolizador comprende todos los subsistemas esenciales para el buen funcionamiento del proceso. Es un concepto ampliamente utilizado en la ingeniería de procesos que encuentra aplicación en el ámbito de la producción de hidrógeno.

Diversos factores determinan la relevancia de contar con un BoP bien definido y diseñado en una planta de electrólisis. Entre ellos destacan:

- La sensibilidad del electrolizador frente a contaminantes presentes en los flujos de entrada.
- La corriente de suministro eléctrico.
- Las especificaciones del hidrógeno y oxígeno producidos.

Un BoP adecuado contribuye a la seguridad operacional durante la utilización del equipo. Carece de sentido disponer de un electrolizador de alto rendimiento si existen fallos de diseño en los subsistemas que puedan provocar una degradación prematura del electrolizador (especialmente de la membrana, para el caso de los PEM, o del electrolito alcalino) o un incumplimiento de las especificaciones del hidrógeno generado. En última instancia, estas deficiencias afectan negativamente a la rentabilidad del proceso y, por ende, al precio del hidrógeno obtenido.

Para un electrolizador PEM, debe contarse con un **sistema de agua**, la cual debe recircular, mediante bombeo y contar con un sistema de control de temperatura una temperatura en el rango entre 60°C y 80°C. Esta agua debe estar tratada, para eliminar impurezas (filtración, ablandamiento, desmineralización). Asimismo, debe tener un **sistema de gas**, el cual separará el H_2 y O_2 producido de trazas de agua de arrastre, posteriormente contará con un sistema de secado y compresión. El BoP de un electrolizador PEM debe tener, a su vez, un sistema eléctrico que conste de la fuente, convertidores de potencia y sistemas de control. Además, tendrá sistemas de monitoreo, control de seguridad e instrumentación (ver figura 20). [56], [57], [58].

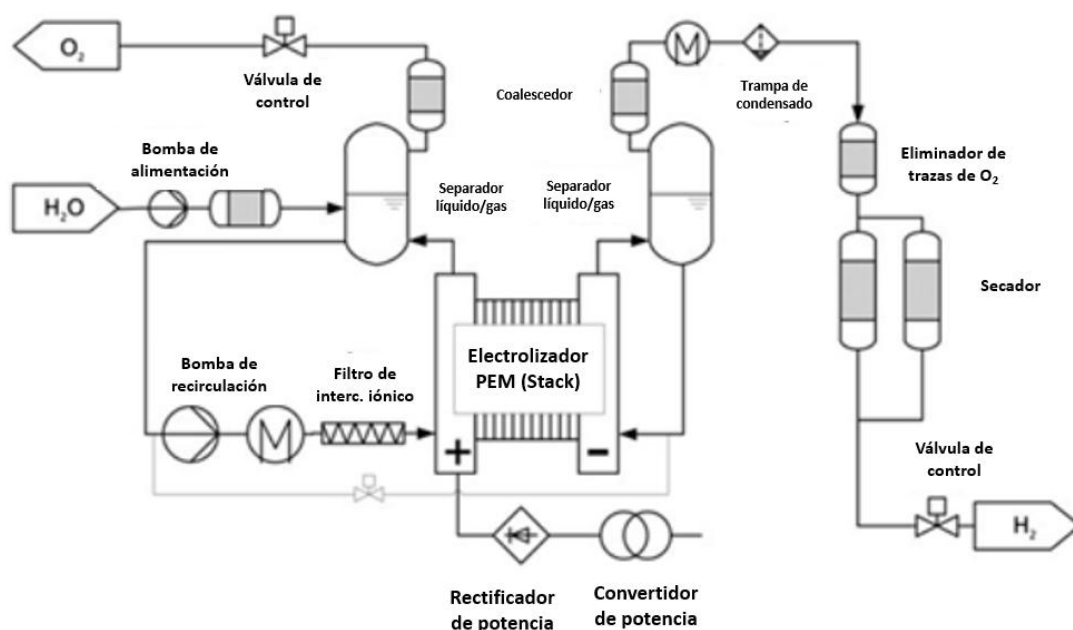


Figura 20. Balance de planta modelo de electrólisis PEM. [58]

Para un electrolizador alcalino, el **sistema de agua** deberá contar con un sistema de bombeo especial que maneje mezclas alcalinas (solución de KOH, por ejemplo). El tratamiento de agua también deberá tener un ajuste de pH. Los sistemas de control de temperatura serán similares a los de la tecnología PEM. El **sistema de gas** tendrá una similar configuración de separación de

corrientes gaseosas y líquidas que la tecnología PEM. La principal diferencia será el **sistema de electrolito** que tendrá subsistemas de preparación y recirculación de electrolito y agua frescos. Mientras que un electrolizador PEM utiliza agua y una membrana polimérica como electrolito, un electrolizador alcalino debe usar una solución básica a concentraciones de hasta 30% y a temperaturas de 60°C. A la hora de seleccionar elastómeros, asientos de válvulas y otros accesorios, hay que tener esto en cuenta para garantizar el rendimiento en un entorno tan agresivo. la lejía debe bombearse tanto a través del ánodo como del cátodo y recircularse. Dado que la producción de hidrógeno y oxígeno consumirá agua, será necesario suministrar agua purificada a través de una torre de lavado para eliminar la niebla alcalina que se genera, a la vez que se monitoriza la concentración de solución alcalina en el circuito. [56], [57], [58]. (Ver figura 21)

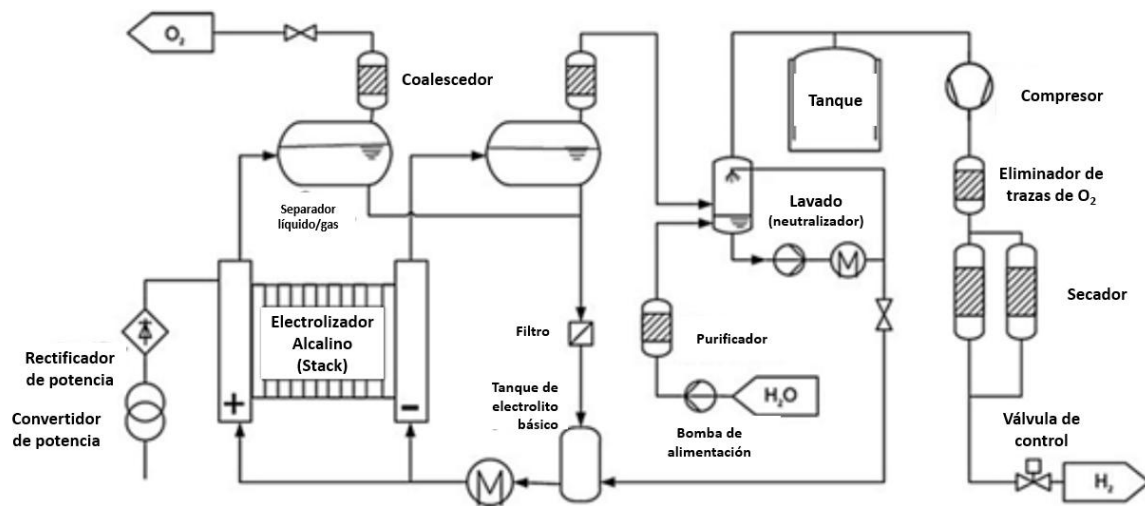


Figura 21. Balance de planta modelo de electrólisis Alcalina [58].

El costo de inversión en electrolizadores alcalinos es menor al de los PEM, alrededor de \$1000 por kW, pero puede variar según tamaño y condiciones termodinámicas. El costo de los PEM es de unos \$2000 por kW, pero se estima que podría reducirse a \$1300 por kW en el futuro [1]. Otras fuentes expresan que para 2030 los costos podrían verse reducidos hasta un promedio de 72 USD/kW para la AEL y 164 USD para la PEM [56]. En la figura 22 puede verse un desglose del costo de las tecnologías PEM y AEM, tomando en cuenta que son las dos actuales con un NMT de 9.

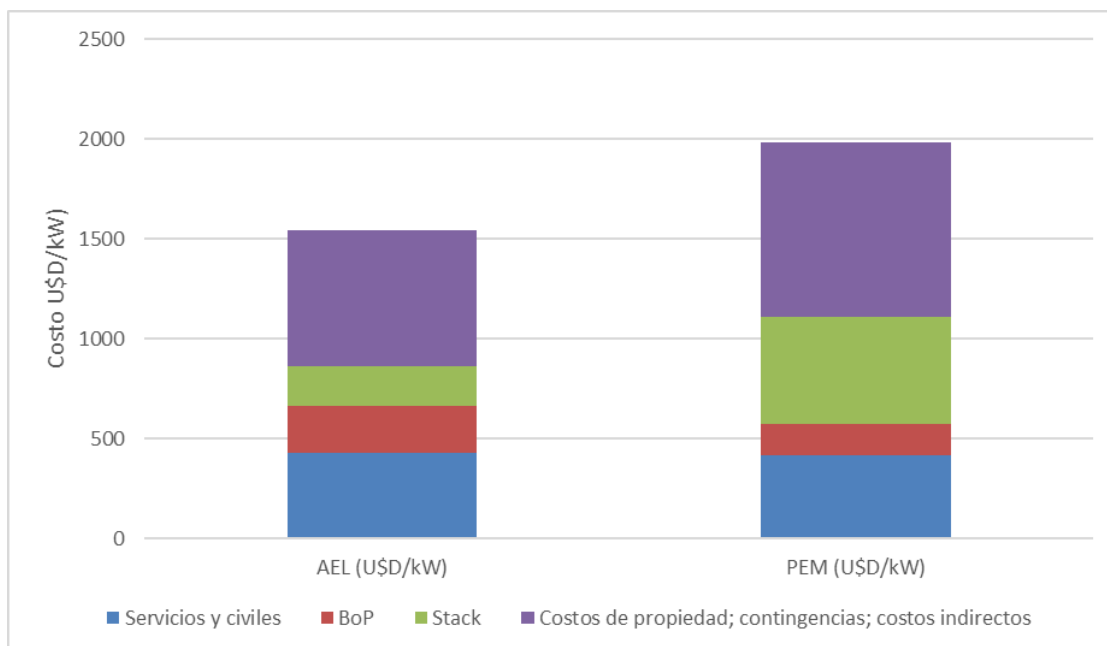


Figura 22. Desglose de costos de plantas de electrólisis AEL y PEM. [56], [57].

3. Capítulo III: Potencial y desafíos asociados a la implementación de tecnologías Power To X a nivel país.

Para desarrollar este capítulo, abordaremos una mirada al contexto global energético, el cual todos los años es monitoreado y reportado por instituciones como la IEA e IRENA. Seguidamente, se analizarán brevemente algunos datos referentes al contexto nacional energético en Uruguay, para luego abordar el potencial que tendría la implementación de tecnologías PtX a nivel país.

3.1. Revisión del contexto energético global y nacional.

La implementación de nuevas tecnologías energéticas, como PtX está fuertemente influenciada por el contexto global y nacional en el que operan los diferentes actores del mercado. Factores como la regulación, las condiciones económicas, los avances tecnológicos y los compromisos ambientales juegan un papel clave en su desarrollo. En este sentido, comprender la evolución del sistema energético a nivel mundial y local es fundamental para identificar las oportunidades y desafíos que enfrenta la adopción de estas tecnologías en el país.

3.1.1. Situación energética global.

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (por sus siglas en inglés: IPCC), es esencial alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 [9], para limitar el calentamiento global a menos de 1,5 °C consensuado por el Acuerdo de París de 2015 [6]. A pesar de que aproximadamente el 80% de la energía global consumida proviene de fuentes fósiles, la demanda sigue aumentando y en las últimas décadas, la proporción de combustibles fósiles en la matriz energética global ha disminuido gradualmente, especialmente en países de economías emergentes. La energía limpia, liderada por fuentes renovables como la solar y la eólica, ha comenzado a ganar terreno, especialmente en economías avanzadas, donde la demanda de combustibles fósiles ha disminuido. (Ver figura 23)

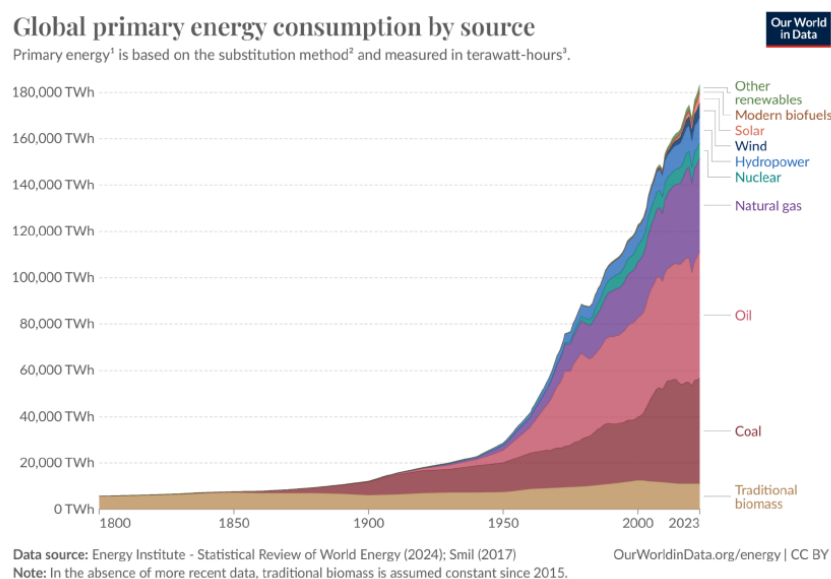


Figura 23. Consumo global de energía por fuente. [59]

En el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS)², se proyecta que los combustibles fósiles alcanzarán su pico antes de 2030, con una disminución significativa en el uso de carbón, superado por el gas natural. Para mediados de la década de 2030, la energía limpia será la principal fuente de energía global. Sin embargo, este avance no es suficiente para cumplir con las metas más ambiciosas de los escenarios de compromisos y emisiones netas para 2050, donde se espera que la energía limpia cubra entre el 75 % y el 90 % de la demanda energética global. (ver figura 24). [9].

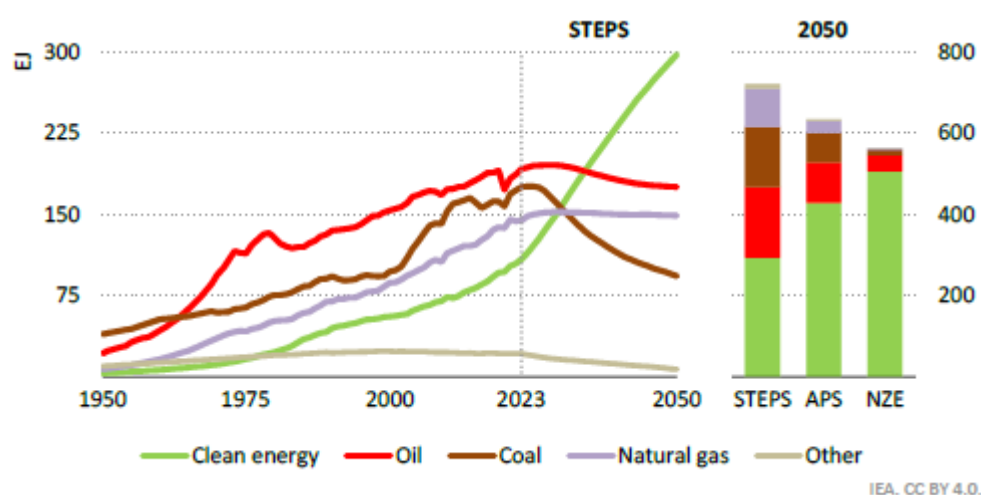


Figura 24. Consumo de combustibles fósiles y estimaciones según STEPS. [9]

² El "Stated Policies Scenario" (STEPS), también conocido como el "Escenario de Políticas Declaradas", es un modelo o escenario utilizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en sus publicaciones y análisis, como el World Energy Outlook. Este escenario tiene en cuenta las políticas energéticas y climáticas que los gobiernos han anunciado y adoptado en todo el mundo, incluyendo compromisos y planes nacionales. A diferencia de otros escenarios que pueden basarse en objetivos más ambiciosos o en la inacción, el STEPS proporciona una proyección realista basada en las políticas energéticas y climáticas actuales declaradas por los gobiernos.

En el escenario de emisiones netas cero (NZE)³, para 2050, gran parte de la energía de los combustibles fósiles restantes se compensa con tecnologías de captura de carbono, usos no energéticos y eliminación de emisiones, marcando un cambio profundo hacia un sistema energético desfosilizado (2050). (Ver figura 25).

En línea con el Acuerdo de París, muchos países han establecido el objetivo de ser carbono neutrales para 2050. Esta meta se refleja en las regulaciones emergentes y en los anuncios de industrias clave, incluyendo la automotriz, marítima y aérea, para adoptar tecnologías de bajas emisiones.

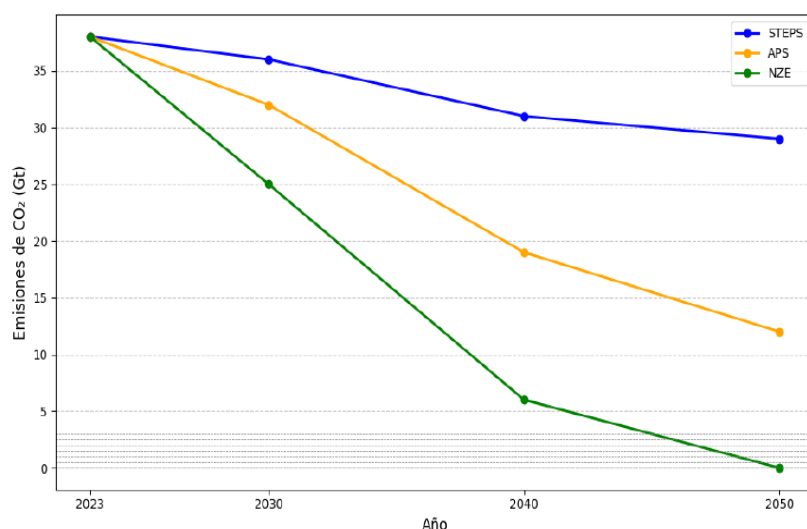


Figura 25. Emisiones para cada escenario proyectado por la IEA. Fuente: Adaptado [9]

El hidrógeno de bajas emisiones (hidrógeno verde e hidrógeno azul) se presenta como una clave para lograr emisiones netas cero para 2050. Se estima que puede evitar 80 Gt de emisiones acumuladas de CO₂ y representar el 22% de la demanda global de energía final en 2050 [18].

3.1.2. Demanda global y proyecciones futuras de Hidrógeno.

En 2023, la demanda global de hidrógeno alcanzó más de 97 millones de toneladas (Mt) y podría superar los 100 Mt en 2024. Sin embargo, este crecimiento responde principalmente a tendencias económicas generales y no a la implementación efectiva de políticas. La demanda continúa concentrándose en aplicaciones tradicionales como el refinado y la producción química, mientras

³ El NZE (Net Zero Emissions) es un escenario desarrollado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) que establece una hoja de ruta para lograr emisiones netas de gases de efecto invernadero iguales a cero a nivel global para el año 2050. Este escenario describe un conjunto de medidas y estrategias necesarias para transformar el sistema energético mundial, de manera que se limiten los impactos del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5°C en comparación con los niveles preindustriales.

que las nuevas aplicaciones, como el transporte y el almacenamiento de energía, representan menos del 1% del consumo global, a pesar de un aumento del 40% respecto a 2022. Por otro lado, la producción global también alcanzó 97 Mt, de las cuales menos del 1% corresponde a hidrógeno de bajas emisiones. [22]

La producción de hidrógeno de bajas emisiones, que incluye el hidrógeno verde y el hidrógeno azul (producido mediante combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono) podría alcanzar 49 Mt anuales para 2030 según los proyectos anunciados. Actualmente, la capacidad instalada de electrólisis de agua es de 1.4 GW y se prevé que llegue a 5 GW a finales de 2024, con China liderando los compromisos y representando el 70% de la capacidad proyectada. Sin embargo, solo el 4% de los proyectos planificados ha alcanzado la etapa de decisión final de inversión o se encuentra en construcción.

En cuanto al crecimiento de la demanda, los esfuerzos para estimular el consumo de hidrógeno de bajas emisiones han resultado en un aumento de casi el 10% en 2023, pero aún representan menos de 1 Mt. Las políticas gubernamentales y los acuerdos firmes entre empresas están impulsando un crecimiento potencial de hasta 6 Mt para 2030, lo cual sigue siendo insuficiente frente a los 65 Mt anuales necesarios bajo el escenario de cero emisiones netas para 2050 (NZE).

Por otro lado, la fabricación de electrolizadores duplicó su capacidad en 2023, alcanzando 25 GW por año, aunque está infrautilizada con una producción efectiva de solo 2.5 GW. Este crecimiento también enfrenta desafíos significativos: cerca del 40% de los proyectos planificados están en regiones con estrés hídrico, lo que obliga a los desarrolladores a explorar tecnologías como la desalinización y el uso de aguas residuales tratadas para garantizar un suministro sostenible. La figura 26 muestra la capacidad actual de electrolizadores por región y por tecnología.

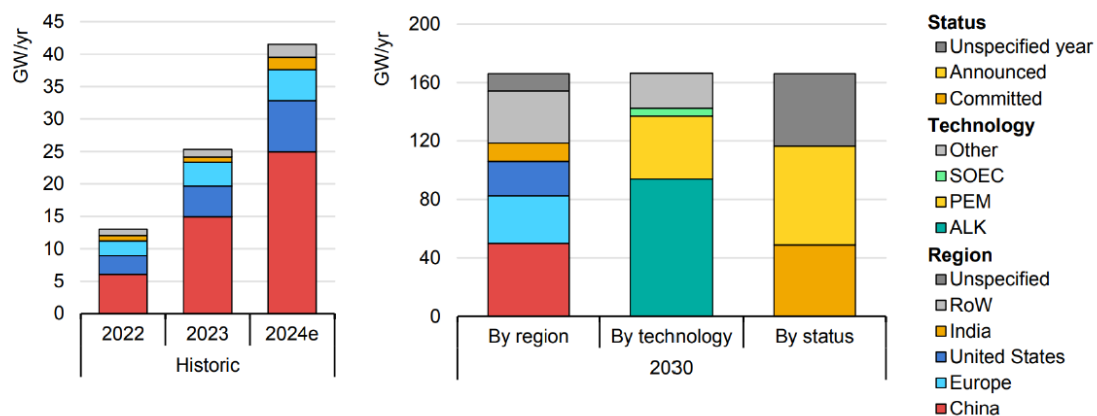


Figura 26. Capacidad instalada de electrolizadores a nivel mundial. [22]

A pesar de estos avances, el alto costo del hidrógeno de bajas emisiones, que puede ser entre 1,5 y 6 veces superior al de las opciones basadas en combustibles fósiles sin captura, sigue siendo un obstáculo clave. No obstante, este costo adicional disminuye en los productos finales, representando solo un pequeño porcentaje en bienes como los vehículos eléctricos fabricados con acero producido a partir de hidrógeno renovable (aproximadamente 1%). Aun así, la aceptación de precios más altos varía según el producto y el mercado [22].

3.1.3. Posición energética de Uruguay.

El Balance Energético Nacional de Uruguay (BEN), el cual se presenta al principio del segundo semestre de cada año, desde 1965, reúne una serie estadística con la información del sector energético del país, determinando los consumos por fuente de las distintas actividades y flujos. Cada año, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), hace público el BEN cuyo objetivo es proporcionar información para el análisis sectorial de energía y facilitar la revisión de políticas públicas en materia de energía en el país.

La DNE elabora el BEN por medio de registros administrativos de distintas empresas del sector energético (ANCAP, UTE, Conecta, Montevideo Gas, RIOGAS, ACODIKE, GASUR, GDLI, GCDS, CTM-SG, ALUR, Aduanas, DINARA, etc). A su vez, se basa en estudios estadísticos (encuestas y censos) a nivel industrial, servicios, consumos residenciales, minería, generación privada, autoproducción, entre otros.

El BEN informado en los últimos tres años en Uruguay (2021, 2022 y 2023) destacó tres factores que intervinieron en el sector energético en Uruguay: primero, la recuperación de la movilidad debido a la disminución de restricciones por la pandemia. En segundo orden se encuentra una recuperación económica de más del 4%, siendo el valor más alto desde 2014. Por último, el tercer factor que afectó al sector fue el clima: baja producción de energía eléctrica por fuente hidráulica (hidraulicidad). Por su parte, el BEN 2022, específicamente, indica que la generación eléctrica de origen hidráulico creció un 8%, con respecto a 2021, sin embargo, se mantuvo en niveles de producción bajos, los cuales integraron 3 años de sequía. En 2023 se cumplió el 4to año de sequía histórica, donde los valores de generación hidráulica disminuyeron en el entorno de un 50% con respecto a la generación de 2022, siendo el peor período de sequía de los últimos 70 años [60], [44], [61], [62].

La figura 27 [44], muestra la evolución del balance energético uruguayo desde 1965, el cual mantiene una tendencia creciente en producción y se consolida en términos de exportación que

se acompañan con la tendencia consolidada del autoconsumo (verde). La importación (rojo) se muestra mínima desde el año 2013, lo cual indica un desempeño positivo en cuanto a la autonomía energética del país.

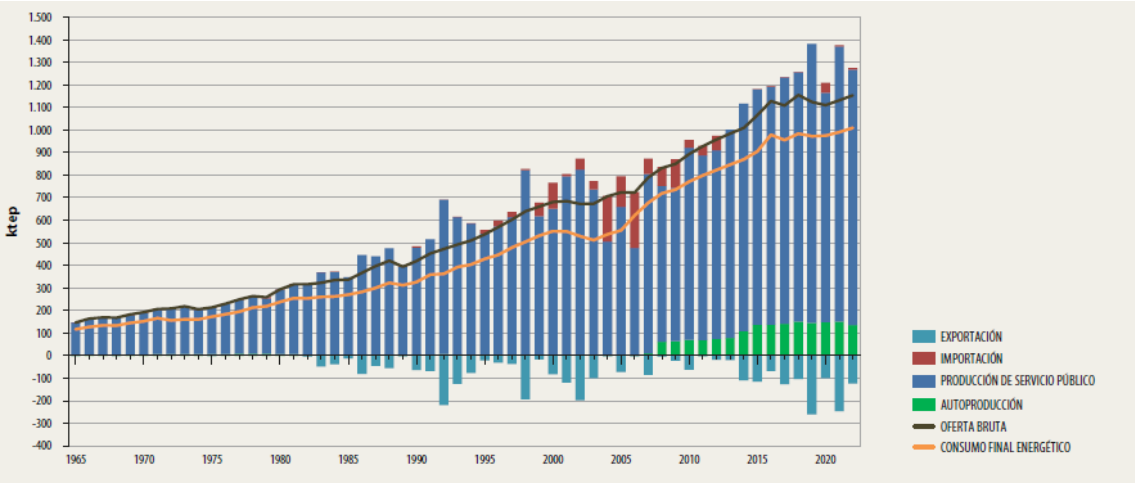


Figura 27. Evolución del balance eléctrico de Uruguay. [44]

La potencia instalada de energías renovables en Uruguay ha tenido un crecimiento significativo desde el 2005, presentando un aumento en 2023 del 7% (5.263 MW). (Ver figura 28).

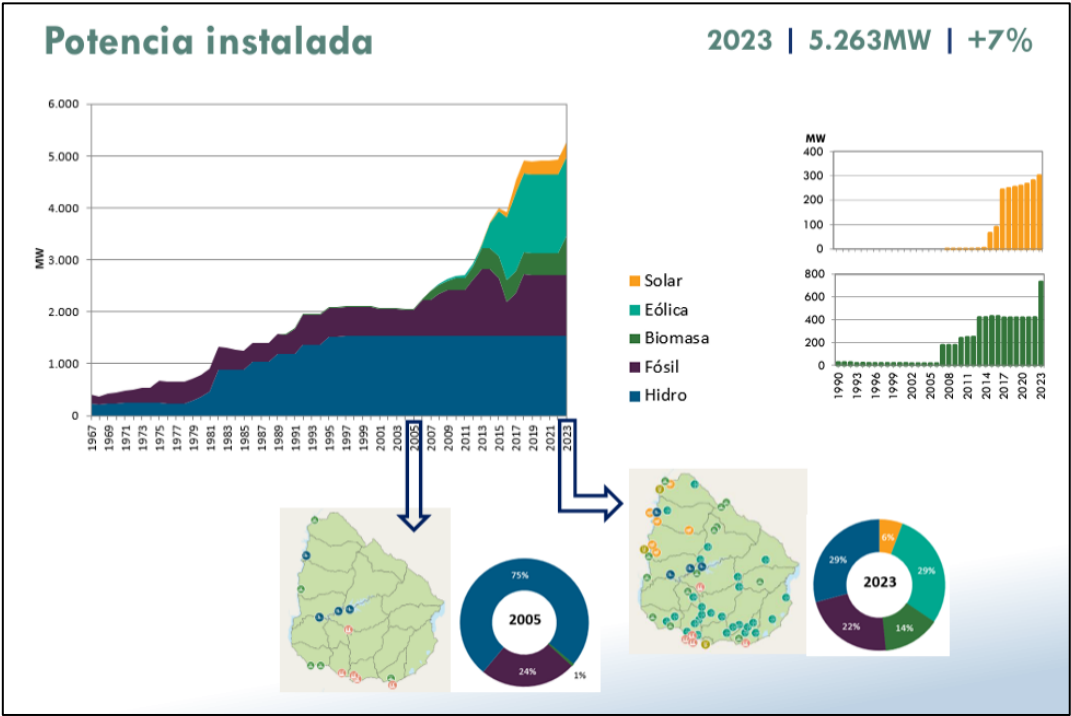


Figura 28. Potencia instalada por fuente en Uruguay. [60]

La generación eléctrica, por su parte, tiene una participación de fuentes renovables de más del 90% en los últimos años, ubicándose en 92% para 2023, según datos del BEN [60].

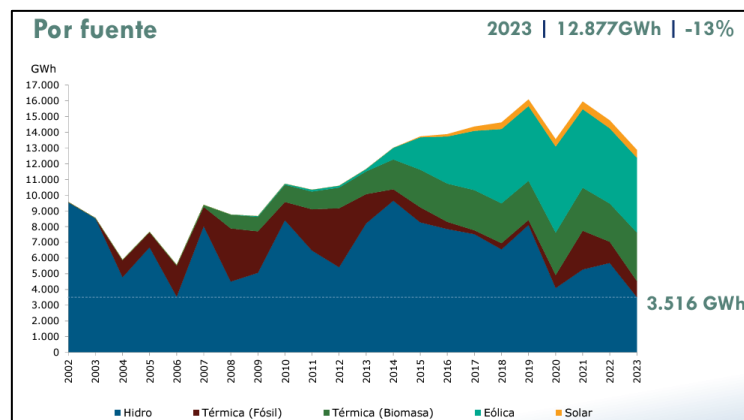


Figura 29. Generación eléctrica por fuente. [60]

La generación eléctrica en Uruguay depende en gran manera de la disponibilidad de hidráulica (períodos de sequía y lluvia), a pesar del crecimiento de la energía eólica y solar (ver figura 29). Por su parte, el consumo de energía eléctrica per cápita en Uruguay presenta un crecimiento sostenido desde 2005 (ver figura 29), debido a la combinación de factores positivos en cuanto a la estabilidad económica, desarrollo y a la diversificación de su matriz energética, orientando además la producción de energía eléctrica por fuentes renovables. En 2022 se registró un valor máximo de 1391 tep/1000 habitantes [44]. Datos del balance preliminar de 2023, indican que esta cifra se superó, llegando hasta aproximadamente 1500 tep/1000 hab [60].

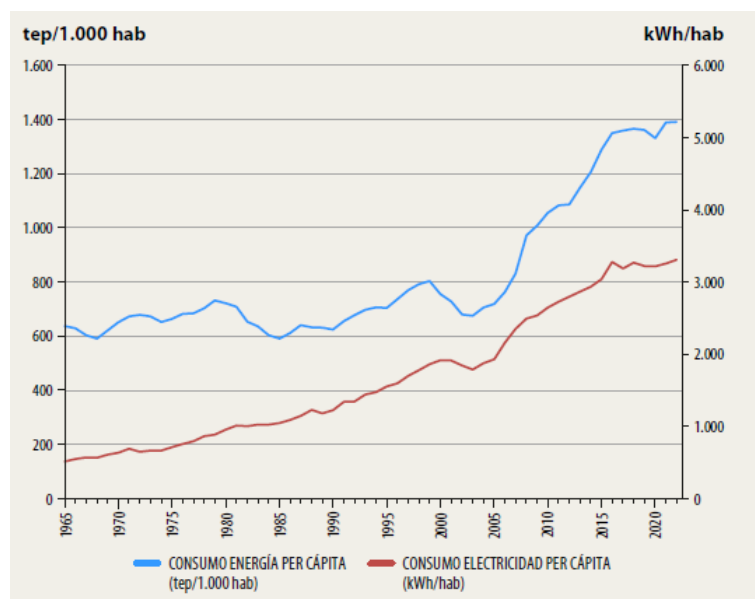
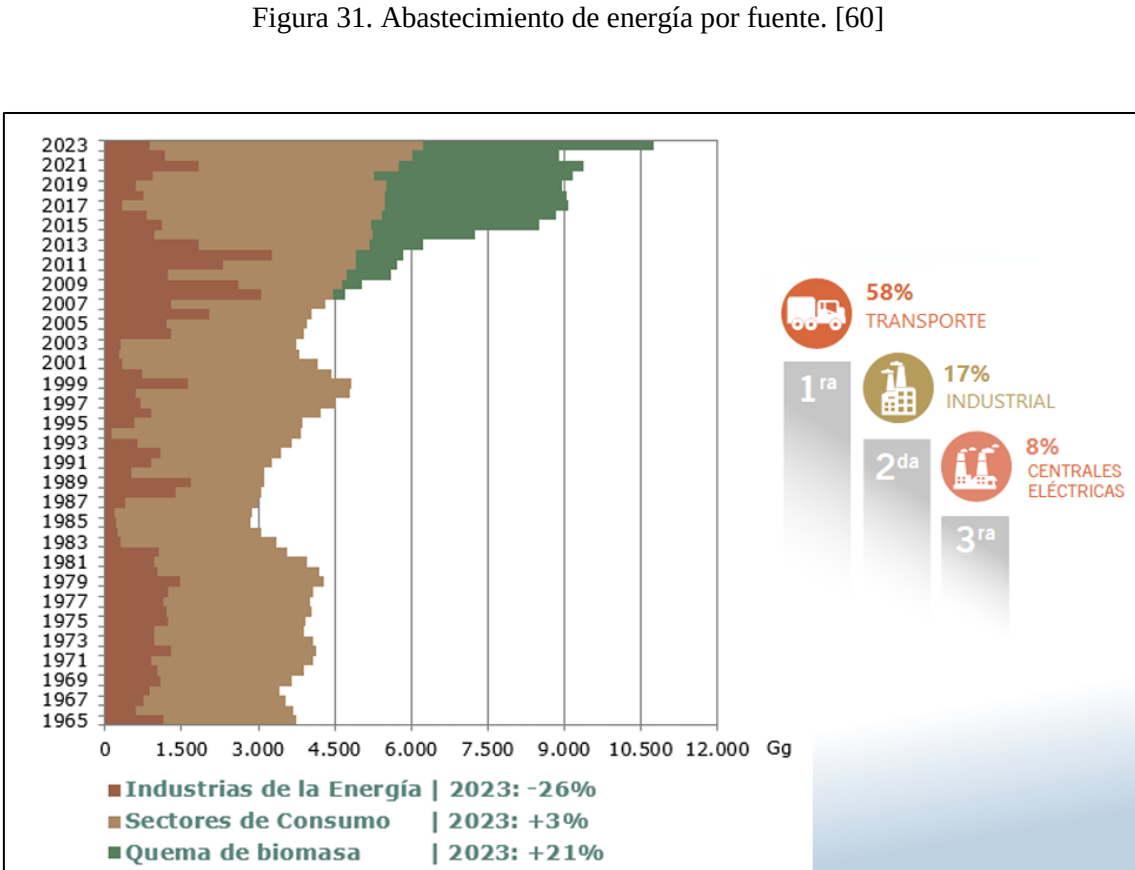
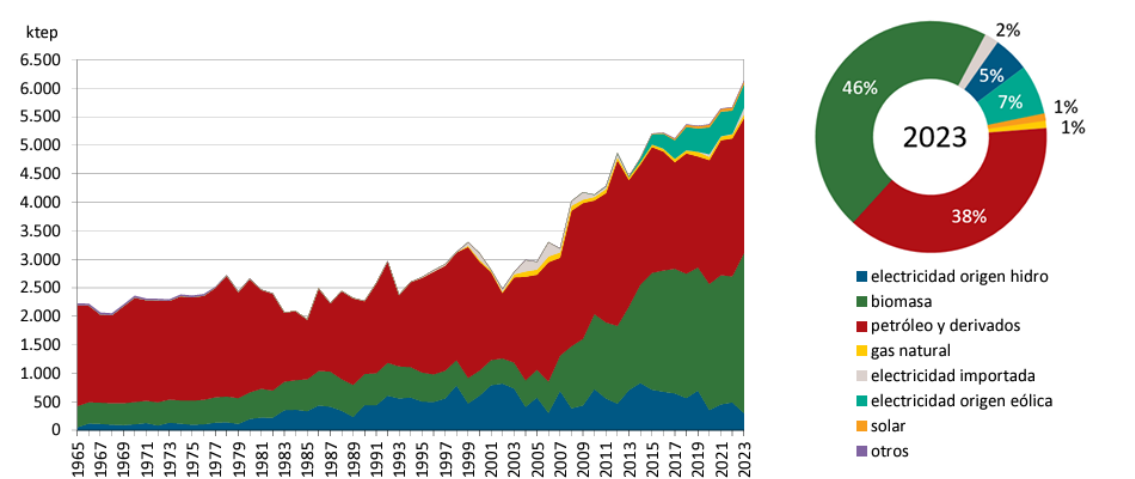


Figura 30. Consumo de energía y electricidad per cápita en Uruguay [44]

En la figura 31 puede observarse cómo, a pesar del crecimiento de la potencia instalada de energías renovables en Uruguay en los últimos años, los derivados del petróleo siguen protagonizando gran parte del mercado de abastecimiento (43%) y su crecimiento sigue siendo sostenido, siendo este indicador una consecuencia prácticamente directa del sector transporte, el cual es el 1er sector en cuanto a emisiones de CO₂, como se observa en la figura 32.



3.1.4. Posición de Uruguay frente al acuerdo de París: Estrategia Climática de Largo Plazo y Hoja de Ruta del Hidrógeno verde.

La Estrategia Climática a Largo Plazo (ECLP) de Uruguay presenta un enfoque integral y multisectorial para alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, integrando adaptación, mitigación y aspectos económicos, en línea con los compromisos internacionales del país. Su enfoque está en cumplir con las disposiciones del Acuerdo de París 2015. Se basa en la Política Nacional de Cambio Climático y en la primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN1), estableciendo objetivos y metas para mitigar el cambio climático hacia 2025 y adaptarse a sus efectos adversos, con un sistema de seguimiento y reportes establecidos [63].

La ECLP apunta a reflejar la visión y aspiración de Uruguay en el largo plazo, proyectando escenarios tecnológicamente posibles y contribuyendo al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París. Aspira a la neutralidad de CO₂ para 2050 y busca aumentar la resiliencia y capacidad de adaptación del país, considerando la vulnerabilidad de Uruguay ante los efectos del cambio climático [63].

El sector energético juega un papel clave, con un énfasis en la descarbonización y la sustitución gradual de fuentes fósiles por renovables y electricidad. También, el sector de “Procesos Industriales y uso de Productos” busca alternativas para reducir las emisiones de CO₂, como en la industria del cemento a través de la sustitución gradual del Clinker (uso de filler calcáreo en el Portland para su sustitución, hasta 20% en 2050). Además, se enfoca en escenarios para el manejo de residuos sólidos urbanos y la promoción de la economía circular [63].

El proceso de elaboración de la ECLP se realiza de manera transversal e incluye varios sectores, liderado por el Grupo de Coordinación del Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático. Este enfoque colaborativo asegura que los diferentes ministerios y sectores trabajen conjuntamente hacia los objetivos climáticos del país [63].

En términos de uso del suelo y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) ligadas a la producción de alimentos, Uruguay se enfoca en reducir las emisiones de metano y óxido nitroso, mientras promueve la expansión de las plantaciones forestales comerciales y estabiliza las emisiones a través de la Ley Forestal [63].

En Uruguay, país no productor de combustibles fósiles, con reservas de agua considerables y con altas producciones de energía eléctrica por fuentes renovables, el hidrógeno puede representar a

su vez un producto de exportación, incorporándolo al mercado de los combustibles y también como almacén de energía en años secos como el 2020, que obligaron a importar energía por primera vez desde 2012 [18], [61].

Uruguay planea una transición energética con la mira en el hidrógeno verde como una solución sostenible a largo plazo, que no solo impulsa la sostenibilidad ambiental, sino que también promueve el crecimiento económico, la diversificación de la matriz productiva nacional y el acceso a nuevos mercados a nivel global. Este esfuerzo se ve respaldado por una estrategia nacional que equilibra la gestión de recursos naturales y la promoción de la sostenibilidad.

La estrategia detallada para el desarrollo del hidrógeno verde en Uruguay [18] se articula alrededor de metas ambiciosas establecidas globalmente para el año 2050. El país busca impulsar cambios significativos en la matriz energética, moviéndose hacia fuentes de energía renovables y sostenibles, y disminuyendo la dependencia de materias primas en procesos industriales. Uruguay ha logrado descarbonizar en gran medida su matriz eléctrica y se destaca a nivel mundial por su alto uso de energías renovables, con un 94% de su electricidad proveniente de fuentes limpias entre 2016 y 2022.

La hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay [18] subraya las potenciales áreas clave para el desarrollo económico mediante el hidrógeno verde, destacando la posibilidad de alcanzar costos competitivos en la producción a escala. Se vislumbra la posibilidad de alcanzar un precio de producción de hidrógeno verde de 1,2 a 1,4 USD/kg para 2030, con un potencial de instalación de energías renovables en sitios óptimos para la generación eólica y solar. Además, se reconoce el potencial especial de Uruguay para producir nuevos productos basados en hidrógeno verde que pueden ser exportados, incluyendo la posibilidad de convertirse en un exportador neto de hidrógeno y amoníaco verde. [18]

3.1.5. Potencial de la implementación de tecnologías Power to X y del Hidrógeno Verde en Uruguay.

Uruguay puede incrementar su capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica. El país cuenta con un muy buen recurso combinado eólico y solar, tanto por su complementariedad diaria como estacional; lo anterior permitiría obtener altos factores de capacidad en el electrolizador y bajos costos de producción de hidrógeno [18].

Uruguay tiene una matriz de generación eléctrica con más del 90% participación de fuentes renovables, consolidada en los últimos 5 años [60]. Para estos casos, la ventaja de una conexión de los sistemas de producción de H₂ verde a la red podría verse reflejada en una disminución del costo del hidrógeno de entre un 5% y un 10% respecto a una inversión únicamente a partir de instalaciones eólica y solar fotovoltaica desconectadas de la red y con acumulación de hidrógeno [18].

A su vez, una ubicación geográfica estratégica con acceso a recursos fundamentales como el agua y salidas al océano Atlántico. Los planes para poder satisfacer la demanda creciente de electricidad y la expansión del sistema eléctrico y el aumento de la participación de las fuentes eólicas y solar conllevarán a que naturalmente se generen excedentes de energía eléctrica (ver figura 33).

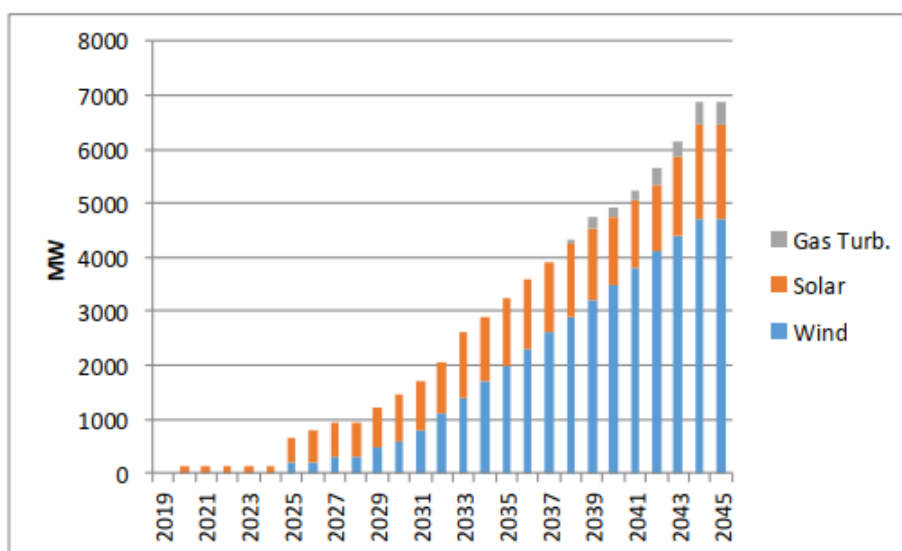


Figura 33. Expansión de la demanda energética en Uruguay proyectada hasta 2045. [2]

Aun cuando los excedentes de transformación eléctrica de fuentes renovables pudieran ser exportados, existe la necesidad de crear estrategias adicionales con mayor rentabilidad y versatilidad y es en ese punto donde resalta con alto nivel de importancia la implementación de tecnologías asociadas a la producción de hidrógeno verde y sus usos posteriores como vector energético.

En Uruguay se enfrentan varios desafíos en el ámbito energético, uno de ellos es continuar con la diversificación de la matriz, lo cual implicaría el aumento de la potencia instalada de energías renovables, buscando reducir la dependencia de los combustibles fósiles y aumentar el uso de fuentes renovables, incrementando la potencia instalada. Otro desafío consiste en mejorar la eficiencia energética en todos los sectores, como transporte, industria y edificios, con el fin de

disminuir el consumo y potenciar la productividad. Asimismo, se debe seguir trabajando en el desarrollo de tecnologías y políticas que faciliten la transición hacia un sistema energético más sostenible y resiliente ante los desafíos que plantea el cambio climático [44], [60].

Disponibilidad de agua.

El agua es el recurso fundamental de la producción de hidrógeno verde y de la tecnología PtX. Al igual que la electricidad, el agua es el insumo más importante. Los análisis del estrés hídrico y las necesidades de recursos resultan esenciales para cualquier evaluación de sostenibilidad de proyectos PtX. Conflictos potenciales y posibles soluciones respecto al estrés hídrico, como la desalinización u otras herramientas, deberán ser evaluadas. Los costos económicos deberán ir acompañados de un análisis de impactos ecológicos en ecosistemas acuáticos, así como implicaciones sociales y eventuales, se deben tener en cuenta los beneficios colaterales [7]

El agua es un recurso esencial para el desarrollo mundial y, precisamente, en Uruguay, figura como el recurso clave, condicionando inclusive la matriz energética en situaciones de sequía [44]. En el país, el agua se utiliza en una amplia variedad de actividades, desde el consumo humano hasta la producción de energía. En 2022, los usos actuales de agua habilitados por DINAGUA alcanzaron los 4,4 millones de m³ [44].

La producción de hidrógeno verde requiere agua para los electrolizadores y como insumo en el proceso industrial. El agua puede ser de cualquier tipo, pero es necesario purificarla para eliminar impurezas. El volumen de agua utilizado dependerá de la fuente, del acondicionamiento y del proceso de enfriamiento. Asimismo, dependiendo del tipo de agua utilizada, se tendrá un requerimiento energético adicional en el proceso. Por ejemplo, para purificar 1 m³ de agua para electrólisis, se requerirá entre 2 kWh y 2,2 kWh si esta proviene de un pozo o de efluentes industriales y alrededor de 7kWh si es agua de mar [64]

El uso de agua para la producción de hidrógeno verde es comparable al de otros emprendimientos industriales y significativamente menor al agua utilizada para riego y otras actividades productivas [18]. Si bien estequiométricamente la demanda de agua para la electrólisis es 9 litros por kg de hidrógeno [64] (ver figura 34), aproximadamente, de forma un poco más conservadora se considera que el uso del agua podría variar entre 18 y 30 L/kgH₂, dependiendo de la fuente de energía y de la tecnología utilizada. Siendo la menor para la electrólisis PEM, en el entorno de 18 L/kgH₂ [65], (ver tabla 4).



Figura 34. Consumo estequiométrico de agua por electrólisis para producir 1 kg de H₂. [64]

Tabla 4. Consumo de agua (L/kg) por tipo de H₂ y tecnología de producción. [65]

Tipo de H ₂		Agua consumida (L/kg)		
		Prom.	Max.	Min.
Marrón	Gasificación de carbón	31.00	32.02	29.98
Gris	Reformado de GN	17.54	19.80	15.80
Azul	Gasificación de carbón con Captura de CO ₂	49.44	52.47	46.53
	Gasificación de GN con Captura de CO ₂	32.18	38.96	24.15
	Reformado autotérmico con Captura de CO ₂	24.22	24.22	24.22
Verde	Electrólisis Alcalina	22.28	23.59	20.96
	Electrólisis PEM	17.52	18.04	17.00

Afortunadamente, una mirada más cercana a las cifras generales revela que las aplicaciones PtX requieren mucha menos agua que otros usos e incluso podría ayudar a reducir el estrés hídrico y mejorar la gestión del agua [7].

Para los 409 millones de toneladas de hidrógeno verde necesarios para el año 2050 en la ruta de 1,5 °C de IRENA, se necesitarían aproximadamente de 7 a 9 mil millones de metros cúbicos de agua al año. Esto es menos del 0,3% del consumo actual de agua dulce. El consumo actual de agua municipal e industrial en conjunto es 50 veces mayor que las necesidades de agua esperadas para la producción de hidrógeno en 2050. El consumo de agua agrícola es incluso 100 veces mayor [65], [18]. Pero también en comparación con la generación de energía térmica fósil o con el hidrógeno azul, la intensidad del agua del hidrógeno verde procedente del viento, el sol y la electrólisis es significativamente menor. Por lo tanto, el cambio de la energía fósil a la energía renovable y al hidrógeno ayudaría a aliviar el estrés hídrico [7].

El desarrollo de la producción de hidrógeno verde en Uruguay requerirá un consumo adicional de agua menor al 1% del total de los permisos otorgados en la actualidad [18]. Sin embargo, es importante evaluar cuidadosamente el impacto de estos proyectos en el uso del agua, considerando otros usos existentes en la cuenca y las proyecciones de desarrollo de la región.

Autonomía energética y económica.

La economía uruguaya depende, en su mayoría, de la exportación de productos animales y vegetales, aunado a esto, al no ser productor de combustibles fósiles, cualquier cambio en la economía internacional, por pequeño que fuera, junto con las fluctuaciones del precio del petróleo, representaría una vulnerabilidad para la estabilidad del país y sus indicadores económicos y sociales (ver figura 35).

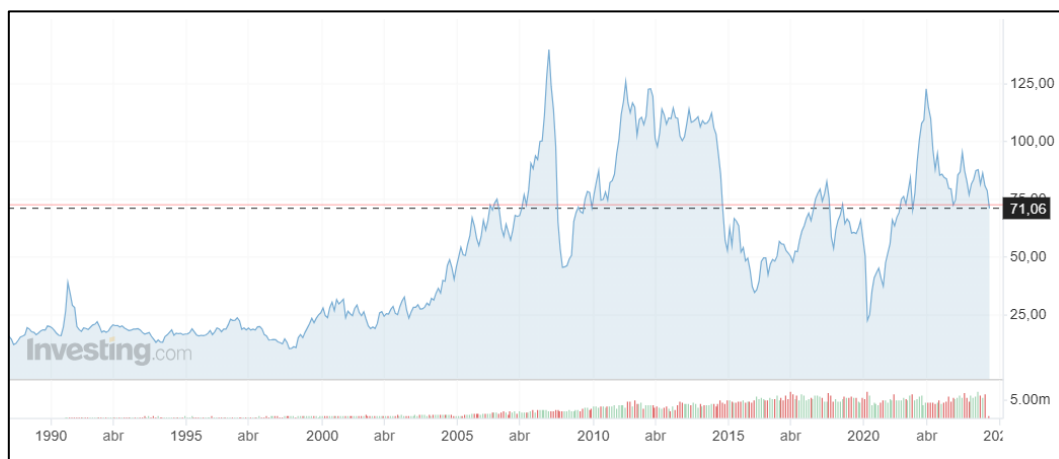


Figura 35. Evolución histórica del precio del petróleo Brent. [66]

Aspectos importantes en cuanto al potencial del hidrógeno verde y a la complementariedad de energías renovables en Uruguay de acuerdo con la hoja de ruta del H₂ [18]:

- **Expansión energética renovable (Aumento de la potencia instalada).**
Uruguay tiene un gran potencial para el uso y el aumento de capacidad de energías renovables, especialmente solar y eólica. Uruguay cuenta con una capacidad total de generación de energía renovable terrestre de 245 GW, mientras que el área disponible para el desarrollo de energía eólica offshore permitiría la instalación de una capacidad adicional de 275 GW [18].
- **Costos estimados.**
Los costos nivelados de energía (LCOE) para la energía solar y eólica terrestre se proyectan entre 16 y 19 USD/MWh para el año 2030, mientras que la energía eólica offshore se proyecta en el rango de 26 a 28 USD/MWh en ese mismo período [18].

Los costos de la energía renovable se espera que disminuyan gracias a la reducción del CAPEX y las mejoras tecnológicas, permitiendo alcanzar costos aún más bajos en el futuro.

- Versatilidad en el territorio.

Existen diferentes regiones del territorio uruguayo con distintos niveles de potencial para la generación de energías renovables. Las áreas ubicadas en el oeste del país tienen los mejores factores de capacidad para la energía solar fotovoltaica (nivel I).

La diversificación del mercado energético uruguayo, con la inclusión de un vector energético que permita gestionar las fluctuaciones de producción de renovables, disminuirá la dependencia del mercado exterior, haciendo que el país participe como un actor principal en la economía energética mundial. El mayor potencial de Uruguay para ingresar en esta fuerte competencia está en su posición regional y mundial en cuanto a la producción y consumo de energías renovables.

Al cierre del año 2023, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 5.263MW, incluyendo los generadores conectados al SIN y los generadores aislados. Como se ha mencionado en este trabajo y en los últimos Balances Energéticos publicados (2021 y 2022) [44], [61] y el preliminar de 2023 [60], la matriz energética uruguaya depende en gran parte del recurso hídrico, ya que la producción mayor es hidráulica (a nivel regional). Sin embargo, como puede verse en la figura 36, Uruguay tiene un protagonismo considerable de la generación eólica (31%) y una creciente generación mediante el recurso solar, haciéndolo aún más interesante para incorporarse a este mercado emergente que promete ser muy competitivo. Asimismo, puede observarse cómo la potencia instalada, por fuente, se encuentra en niveles similares desde 2018.

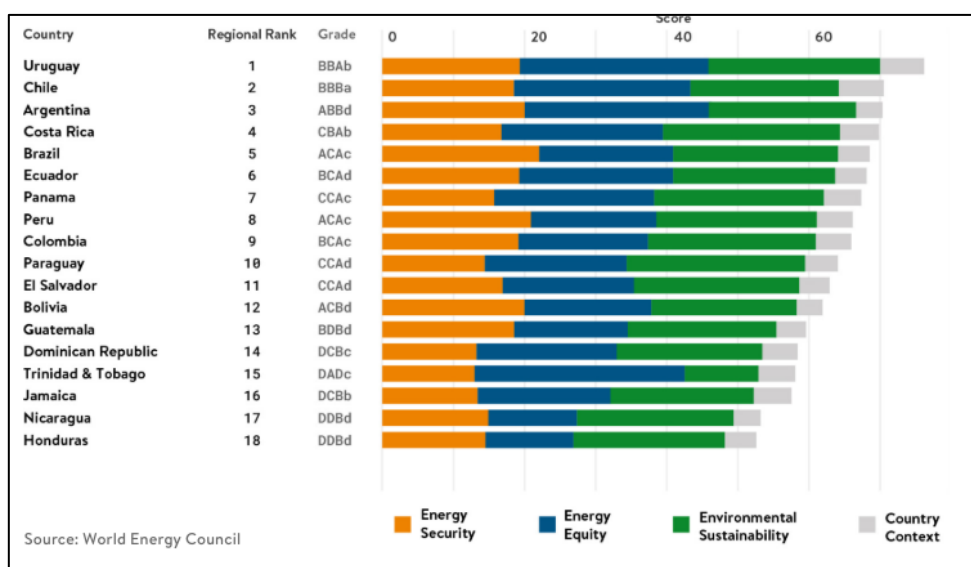


Figura 36. Ranking regional del trilemma energético [67].

Uruguay se encuentra de primero en el ranking de Trilemma Energético (Seguridad energética, equidad energética, sustentabilidad y contexto regional, figura 34) en América Latina y el Caribe, lo cual posiciona al país como un atractivo regional para la implementación de tecnologías emergentes en vías a la desfosilización y descarbonización [67].

Marco regulatorio.

La creación de un marco regulatorio nacional en materia de hidrógeno verde es fundamental, pero totalmente plausible en el país, ya que se cuenta con un extenso y actualizado marco regulatorio en términos de energías renovables.

El banco mundial ha publicado una fórmula de tres ejes para promover la demanda de hidrógeno en la región [3], en la cual la regulación es el primero. La financiación de los proyectos y la designación de territorios específicos y propicios para la producción de H₂ verde son los dos ejes siguientes:

Eje 1. Regulación que propicie el consumo:

La regulación es un elemento clave para fomentar la demanda de hidrógeno verde. Los gobiernos pueden crear incentivos para el consumo de hidrógeno verde, por ejemplo, a través de políticas de precios, subsidios o créditos fiscales.

Eje 2. Esquemas de financiamiento innovadores:

El financiamiento es otro obstáculo importante para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde. Los gobiernos y las instituciones financieras pueden desarrollar esquemas de financiamiento innovadores para apoyar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, por ejemplo, a través de garantías, fondos de capital de riesgo o financiamiento de proyectos.

Eje 3. Creación de valles de hidrógeno:

Los valles de hidrógeno son regiones geográficas que se especializan en la producción, el uso y el transporte de hidrógeno verde. La creación de valles de hidrógeno puede ayudar a reducir los costos de producción y distribución de hidrógeno verde, lo que lo hace más competitivo. Uruguay, por sus ventajas generales en términos de ubicación, producción de energías renovables, estabilidad relativa regional, disponibilidad de recurso hídrico y necesidad de incorporarse al mercado de los combustibles, podría fungir como uno de los valles de hidrógeno a nivel mundial.

La región de América Latina y el Caribe tiene una serie de ventajas que la convierten en una región atractiva para el desarrollo del hidrógeno verde. La región cuenta con una gran cantidad

de recursos renovables, como la energía solar y eólica, que pueden utilizarse para producir hidrógeno verde. Además, la región tiene una ubicación geográfica estratégica, lo que la convierte en un centro de exportación de hidrógeno verde [67].

En Uruguay, la industria del gas natural (transporte y distribución) se encuentra regida por la normativa Argentina NAG-100, debido a los contratos de concesión. La normativa y reglamentos internos (UNIT-1005 y Reglamento URSEA), están basados en normativa argentina (NAG) y estadounidense (NFPA).

En la mayoría de los países del mundo, la industria del gas se encuentra estrictamente regulada. Inyectar y mezclar hidrógeno en redes existentes de transporte y distribución de gas natural requerirán de un marco regulatorio que defina el porcentaje de mezcla permitido. Estas regulaciones facilitarán a los potenciales interesados, en el mercado del H₂ Uruguay, a realizar estudios financieros y eventuales inversiones. Los eventuales operadores del mercado del H₂ se ajustarán a los límites regulatorios y, por ende, aceptarían la normativa de seguridad asociada a dicho marco. En el mundo, actualmente, el límite normativo de inyección de Hidrógeno en redes no supera el 10% en volumen [15]

Marco regulatorio en cuanto al uso del agua.

El marco institucional y normativo uruguayo para la gestión del agua tiene la robustez necesaria para enfrentar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, asegurando que se realicen de manera sostenible y respetuosa del medio ambiente [18].

En particular, el marco destaca los siguientes aspectos:

- El enfoque holístico de la gestión integrada de los recursos hídricos, que considera la disponibilidad de agua en la cuenca y los otros usos existentes.
- La consideración del agua potable como un derecho humano fundamental.
- La necesidad de evaluar el impacto ambiental de los proyectos que superen ciertos umbrales de extracción de agua.

Los proyectos de hidrógeno verde y derivados que se desarrollen en Uruguay deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Obtener un derecho de uso de agua registrado y autorizado por Dinagua.

- Someterse a una evaluación de impacto ambiental y obtener una Autorización Ambiental Previa (AAP) por parte de Dinacea, si la extracción de agua supera los 500 l/s, el volumen almacenado en embalses supera los 2.000.000 m³ o el espejo de agua de los embalses supera las 100 ha, o la extracción de agua a través de pozos supera los 50 l/s.

Marco regulatorio en cuanto a la producción y usos del Hidrógeno en Uruguay.

En diciembre de 2022 se publica la resolución presidencial N° 294/022 [68], estableciendo el programa H2U. Este hito tuvo como acción seguida la convocatoria general de todos los organismos públicos con vinculación en temas como el energético, de combustibles, de educación e investigación, de medio ambiente, Aduanas y Puertos, entre otros.

El programa H2U contempla los siguientes componentes, que quedarían contemplados dentro del marco regulatorio [69]:

- **Innovación:**

Este componente estará gestionado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), el Laboratorio Tecnológico del Uruguay (LATU) y el sector académico.

Inició con la creación del fondo sectorial de Hidrógeno (desde 2022). Este componente tiene la finalidad de promover el desarrollo de la producción de H₂ verde con fines de abastecimiento local y de exportación.

Este fondo seleccionó a las empresas: Ingener S.A., Khairos, Hydrogenium_Uy, CIEMSA, Linde, MontevideoGas, H2U-Transporte Verde y Compañía Sudamericana de Empresas Eléctricas, Mecánicas y de Obras Públicas S.A., encargadas de contribuir en el desarrollo de la producción y el uso del hidrógeno verde y sus derivados, con fines que incluyen el transporte de carga pesada o de bus, el e-metanol, el e-kerosene, los fertilizantes verdes y la mezcla con gas natural.

- **Inversión:**

Las siguientes instituciones estarán a cargo de este componente: el MIEM, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), el Ministerio de Ambiente (MA), el Ministerio de Relaciones Exteriores (MRREE), la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) y el Instituto de Promoción de la Inversión, la Exportación de Bienes y Servicios e Imagen País (Uruguay XXI).

Este componente tratará de facilitar y promover: incentivos fiscales, permisos, diseño de la certificación de hidrógeno verde, tarifas especiales de energía eléctrica/peajes y cooperación internacional.

La Ley n.º 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones ofrece incentivos a proyectos presentados ante la Comisión de Aplicación (COMAP) del Ministerio de Economía y Finanzas, brindando las mismas garantías a inversores nacionales y extranjeros. Desde el 3 de febrero de 2022, el hidrógeno verde fue incorporado como parte de los indicadores sectoriales del MIEM en los proyectos COMAP, otorgándole el puntaje máximo bajo la categoría de “Manufactura de tecnología alta”. Además, la compra de vehículos eléctricos, incluidos los de celda de combustible con motor exclusivamente eléctrico, está exonerada de impuestos como la Tasa Global Arancelaria e IMESI.

- **Infraestructura general:**

Las instituciones responsables de coordinar este componente son: el MIEM, el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP), la Administración Nacional de Puertos (ANP), la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

Instalación de nuevas redes de transmisión eléctrica, gasoductos y eventualmente obras portuarias. Asimismo, el aumento de la potencia instalada estaría dentro de las evaluaciones de infraestructura.

- **Infraestructura Costa Afuera (offshore):**

Este componente sería gestionado por el MIEM y ANCAP.

Orientada a la investigación en cuanto al aumento de la potencia instalada de EERR en la plataforma marina.

- **Comunicaciones y generación de capacidades:**

Coordinarán este componente, principalmente, la Presidencia de la República, el MIEM, el MRREE y la academia nacional: universidades, UTU y el Consejo Nacional de Innovación, Ciencia y Tecnología (CONICYT), entre otros.

Su misión será mantener a la ciudadanía informada respecto a los temas relacionados con el Hidrógeno en Uruguay, desarrollar contenido que promueva el entendimiento del programa general y de los beneficios en su aporte con el compromiso global de descarbonización del sector energético. Asimismo, se fundamentará en generar las capacidades profesionales para evitar las brechas entre oferta y demanda de personal calificado.

- **Regulación:**

Las instituciones responsables de la gestión y coordinación de este componente son el MIEM, la URSEA, el MVOT, el MTOP y el MA.

Para el período 2022-2025, la hoja de ruta del H₂ en Uruguay [18] propone el desarrollo de normas de seguridad y técnicas además del diseño de incentivos para planes piloto.

En junio de 2024 fue aprobado el Reglamento de Seguridad de Proyectos de Hidrógeno como Fuente de Energía Secundaria. El reglamento establece el marco normativo para el desarrollo de proyectos de hidrógeno como fuente de energía secundaria en Uruguay, abarcando todas las etapas de su ciclo de vida y en línea con la “Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde” [18] . Las empresas deben inscribirse en el Registro de Regulados de la URSEA y cumplir con normas de seguridad basadas en estándares internacionales. Además, deben presentar documentación técnica firmada por un profesional idóneo en ingeniería del hidrógeno, la cual será evaluada por la URSEA, que podrá exigir información adicional e inspecciones. Este reglamento se complementa con otras normativas nacionales y departamentales vigentes.

El MIEM, junto a la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), adjudicaron a la empresa Clérk la consultoría para el “Análisis de las necesidades regulatorias para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados en Uruguay” [70] . Este informe abordó la regulación vigente de Uruguay y un análisis comparativo con regulaciones internacionales y aspectos relativos a la seguridad en la producción y usos del hidrógeno. Asimismo, estudió cuál es el estado actual en cuanto a la regulación en temas de medición y calidad del hidrógeno.

Las condiciones regulatorias propicias abarcan un espectro de estrategias y políticas capaces de potenciar significativamente la implementación del hidrógeno verde. Las iniciativas gubernamentales, tales como las subvenciones y los subsidios, resultan cruciales para viabilizar económicamente la producción de hidrógeno verde y fomentar la inversión en proyectos de energía renovable. Los mecanismos de fijación de precios del carbono, ilustrados por los mercados de carbono y los impuestos similares a los implementados en la Unión Europea, promueven la transición de las industrias hacia el hidrógeno verde al asignar un costo a las emisiones de carbono. Adicionalmente, los mandatos y las metas establecidas, como la aspiración de Japón de erigirse en una "sociedad de hidrógeno" o la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Alemania, delinean una ruta definida para el desarrollo e integración del hidrógeno verde en diversos ámbitos, incluidos el transporte y la industria. En conjunto, estas iniciativas regulatorias facilitan la adopción acelerada del hidrógeno verde como una fuente energética limpia y sostenible a escala global [16], [71].

3.1.6. Indicadores sociales, políticos y económicos: Posición de Uruguay en la región.

Situación socioeconómica del Uruguay.

Uruguay se destaca en América Latina por su sociedad igualitaria, altos ingresos per cápita y bajos niveles de desigualdad y pobreza, con una clase media que representa más del 60% de la población. A pesar de los desafíos recientes, como la desaceleración económica desde 2015, la pandemia de COVID-19 y la sequía severa entre 2022 y 2023, el país ha mantenido una gestión fiscal prudente y registró un crecimiento del 0,4% en 2023, con una recuperación proyectada al 3,2% en 2024, impulsada por exportaciones y mejoras en el mercado laboral. Sin embargo, persisten disparidades sociales, especialmente entre niños, adolescentes y la población afrodescendiente, además de desafíos en educación, integración global y vulnerabilidad climática [29], [18].

Uruguay también sobresale por su sólida institucionalidad y respeto al Estado de derecho, lo que lo convierte en un destino atractivo para la inversión privada nacional e internacional gracias a sus reglas estables. Es líder regional en democracia plena, baja percepción de corrupción y libertades civiles, y ha avanzado notablemente en la digitalización del sector público. El país mantiene su grado inversor y es destacado por su compromiso con la inversión sostenible, siendo un referente en la región en el desarrollo de instrumentos financieros contra el cambio climático, como el préstamo del Banco Mundial vinculado a la reducción de emisiones de metano [29] [18].

Desempeño ambiental e indicadores de desarrollo.

Uruguay tiene un gran potencial para instalar nueva capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica. El país cuenta con un muy buen recurso combinado eólico y solar, tanto por su complementariedad diaria como estacional; lo anterior permite obtener altos factores de capacidad en el electrolizador y bajos costos de producción de hidrógeno. [18], [44]. Puede observarse cómo en la figura 37 Uruguay se encuentra posicionada en el segundo lugar en porcentaje de producción de energía eléctrica fotovoltaica y eólica y primero en América Latina. [72].

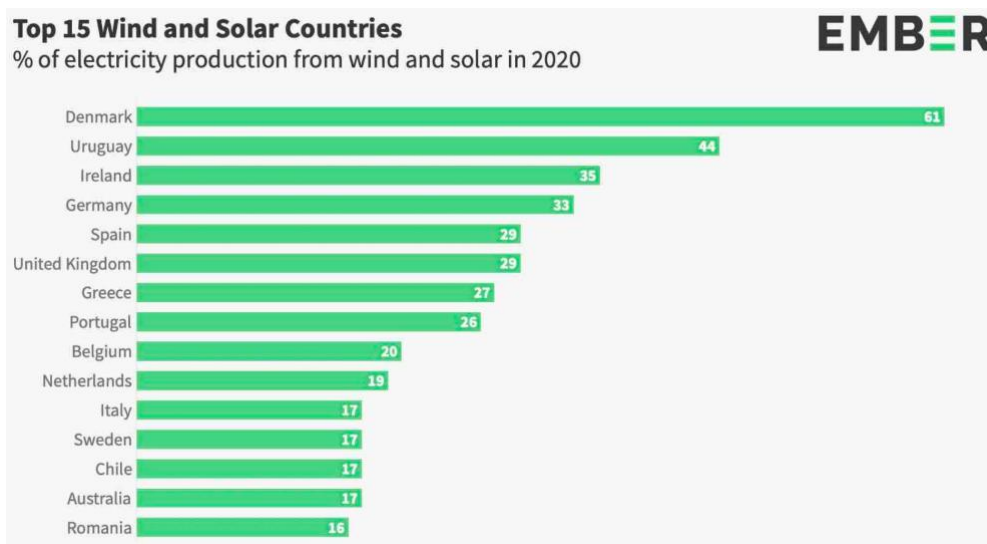


Figura 37. Posición mundial de Uruguay en cuanto a generación eólica y solar. [72]

3.1.7. Gestión de la energía: Excedentes de las fuentes de energía renovables.

Los desafíos principales a la hora de implementar una matriz con una marcada presencia de fuentes renovables son la planificación del mercado y el factor de capacidad, lo que conlleva a dificultades de gestión entre la producción y consumo. En estas circunstancias, se pueden producir déficits o excedentes. En casos de déficit en la producción mediante fuentes renovables, se procedería a aumentar la producción por fuentes fósiles o a importar energía. En el caso de Uruguay, se importaría el vector energético fósil (gas natural y/o petróleo) para ser transformado en energía eléctrica en las centrales térmicas. Por otro lado, en casos de superávit de producción, se generarían excedentes que, si no encuentran un espacio en el mercado regional, obligarían a verter, lo que es claramente una pérdida de oportunidad por el desaprovechamiento de estas fuentes potenciales de energía.

La dificultad en la gestión de las fuentes renovables hace que aparezcan oportunidades de mejora en la forma de almacenamiento de la energía producida. Si el almacenamiento de estas energías es igual de limpio y competitivo en el mercado, podría representar la solución para el desafío en la gestión de las fuentes renovables.

En Uruguay, los excedentes de energía se han convertido en parte estructural de la matriz total, debido a una amplia variabilidad en la generación por fuente hidráulica, asimismo, estos excedentes tendrán mayor protagonismo a medida que siga aumentando la capacidad instalada en energía eólica y solar fotovoltaica [2].

Mejorar la gestión de los excedentes de energía, con técnicas de transformación o almacenamiento, competirían contra la generación eléctrica mediante fuentes fósiles, impulsando así la transición hacia la desfosilización total.

De acuerdo con proyecciones hechas por el MIEM, se espera que los excedentes crezcan con el aumento de la capacidad instalada en eólica y solar fotovoltaica, en la búsqueda de la matriz 100% renovable y satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica, manteniendo una pendiente creciente en el entorno de 2000 GWh en los próximos 10 años, lo que se estima que se traduzca económicamente en 100 MMU\$D según la evolución del costo marginal de los excedentes. [2]

En la tabla 5 puede observarse las cantidades de energía no utilizada mostradas en el balance energético del Uruguay, desde 2010.

Tabla 5. Valores de energía renovable “no utilizada” [44]

EXCEDENTES (GWH)				
	Hidro	Eólica	Solar	Total
2010	2142,2	-		2142,2
2011	122,1			122,1
2012	651,3			651,3
2013	460,5			460,5
2014	3590,2			3590,2
2015	3612,3			3612,3
2016	4115,9			4115,9
2017	5826,6			5826,6
2018	1649,1	578,0	36,1	2263,2
2019	3561,1	345,4	19,8	3926,3
2020	44,2	47,7	1,2	93,0
2021	70,9	70,9	3,5	145,4
2022	659,4	122,1	9,3	790,8

En 2020 se obtuvo una cantidad mucho menor de energía no utilizada, debido a lo mencionado anteriormente: la baja hidraulicidad en la matriz. Se puede notar además que desde 2014 los excedentes se mantuvieron por encima de los 2000 GWh/año, con un máximo en 2017 de 5826 GWh y con un gran protagonismo de la energía hidráulica en todos los años. Sin embargo, se puede ver cómo en 2022 el excedente de energía hidráulica aumentó considerablemente hasta 659,6 GWh. En la figura 38 se muestra la porción, marcada como “no utilizada”, la cual pudo haber sido aprovechada potencialmente para la producción de hidrógeno verde. Análisis posteriores permitirán evaluar costos de nivelados del hidrógeno (LCOH) en comparación con el precio potencial de exportación, lo cual podría verse influenciado por el mercado al cual se incorpore el producto, la forma en la que se exporte (líquido, gaseoso, almacenamiento químico).

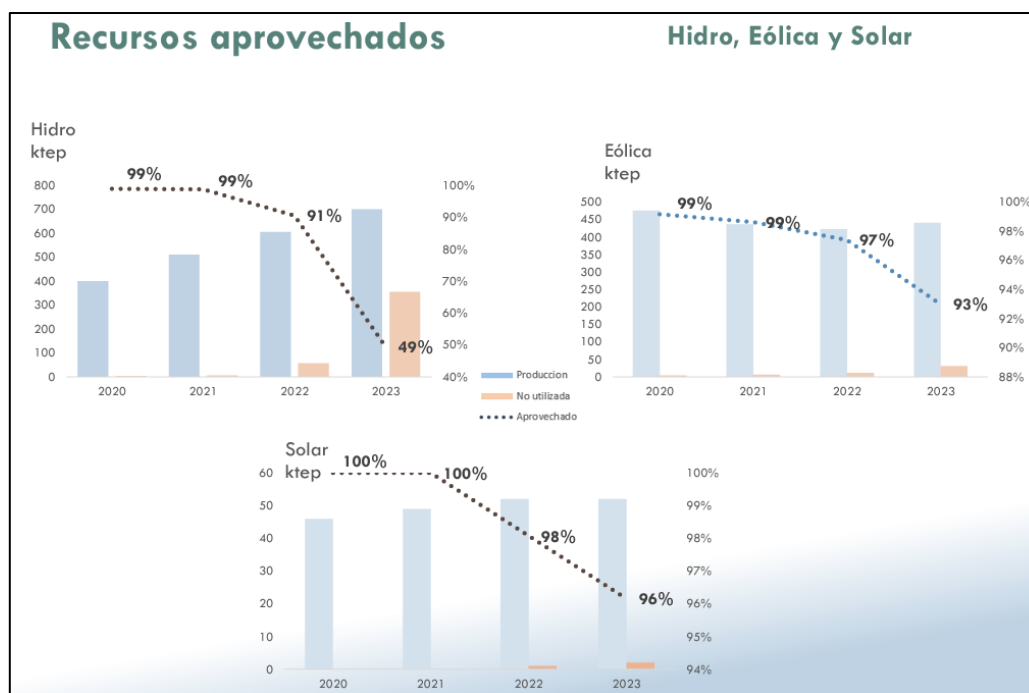


Figura 38. Comparativa de producción y energía renovable no utilizada. [60]

3.1.8. Aumento de la potencia instalada de energías renovables.

La hoja de ruta del hidrógeno verde [18], indica que para procesos que requieran funcionar de forma continua, resultaría más conveniente trabajar **conectados a la red eléctrica nacional** (sistema on-grid), la cual, como vimos, en secciones anteriores, está compuesta por 92% de participación de energías renovables, según datos de 2023 [60].

Como se comentó anteriormente, la mayoría de los excedentes de energía eléctrica han sido exportados en los últimos años, por lo cual, plantear un escenario único de utilización de esta energía, no sería conveniente ya que podría afectar la continuidad de los procesos de las instalaciones PtX en el Uruguay. Por lo cual, para implementar un modelo de integración de las tecnologías Power To X en la matriz energética uruguaya, se requerirá analizar no solo la existencia de eventuales excedentes, sino plantear la instalación de nueva potencia de energías renovables para producir hidrógeno, como vector energético, para incorporarlo en mercado nacional.

Para el año 2040, se estima que la producción de hidrógeno podría acercarse al millón de toneladas anuales, lo que requeriría una inversión significativa en capacidades de energías renovables (18 GW) y electrolizadores (9 GW). Se anticipa que esta industria generaría un ingreso de aproximadamente 1900 millones de dólares anuales y podría ofrecer más de 30,000 empleos

directos en áreas como construcción, operación y mantenimiento de plantas de producción, así como en sectores relacionados con la logística y educación técnica [18].

3.1.9. Mercados potenciales para el Hidrógeno en Uruguay.

El hidrógeno es utilizado de múltiples formas a nivel industrial: como materia prima en la producción de metanol y amoníaco, como servicio industrial en el tratamiento de los combustibles refinados (hidrotratamiento), industria siderúrgica, entre otros. La producción estimada a nivel mundial se ubica aproximadamente en 65 Mt/año, siendo la producción de amoníaco y la industria química y petrolera los mayores consumidores: 54% y 35% respectivamente, como muestra la figura 39 [10]. Es decir, el hidrógeno, como vector energético, ya es producido de distintas maneras a partir de recursos energéticos como el metano, carbón, combustibles líquidos y el desafío es que estas fuentes fósiles sean reemplazadas por energías renovables y libres de emisiones de carbono (incluyendo la generación nuclear) [1].

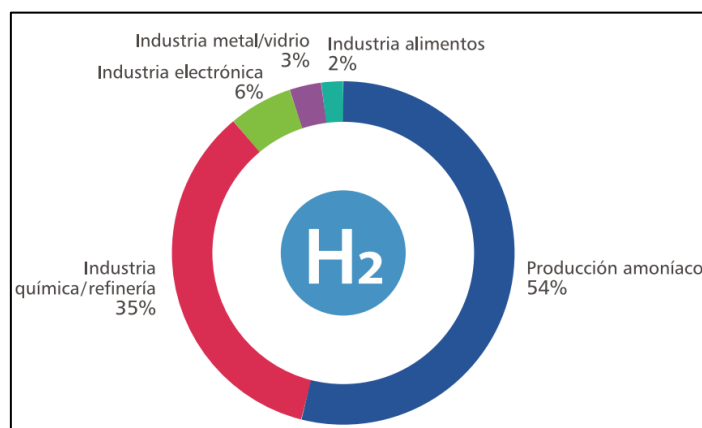


Figura 39. Usos del hidrógeno a nivel global. [10]

Alrededor de 90 millones de toneladas de hidrógeno al año se utilizan hoy en día en forma pura, principalmente para el refinamiento de petróleo y para la industria petroquímica. [22]. Se espera que en el escenario de emisiones cero (NZE), se tenga una disponibilidad de 140 millones de toneladas de hidrógeno destinadas a otros sectores como el transporte, combustibles sintéticos, generación de energía eléctrica, etc (ver figura 40).

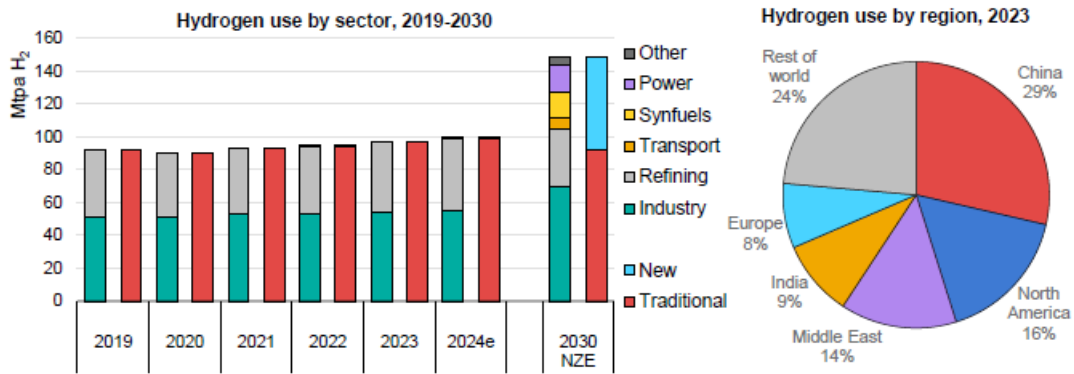


Figura 40. Evolución de la demanda global de hidrógeno desde 2019 y escenario NZE. [22]

Uruguay tiene un gran potencial en el mercado nacional para la desfossilización del transporte terrestre y marítimo, así como para reducir las importaciones mediante la producción de fertilizantes verdes. Esto se verá impulsado por un mercado de exportación en el que el país destaca por su competitividad en la producción de combustibles sintéticos verdes que permiten reducir las emisiones de la industria marítima y de la aviación [18].

Conclusiones de la investigación conjunta entre el MIEM y Port of Rotterdam:

- Uruguay tiene fuertes puntos de venta de Hidrógeno verde (proveniente de fuentes eléctricas solar y eólica). El análisis particular de Port of Rotterdam indica que la distancia entre Uruguay y los mercados potenciales tienen poco impacto en el precio del Hidrógeno.
- La cadena de suministro de Hidrógeno producido en Uruguay necesitará un puerto de aguas profundas (pieza clave para la exportación), al este del país.
- Será conveniente iniciar con proyectos piloto en Uruguay hasta que la demanda de Hidrógeno en Europa se acelere aún más. El precio del hidrógeno producido en Uruguay podría bajar hasta 1,3 €/kg y el precio entregado en Rotterdam a 2,5 €/kg [73], [18]. Rotterdam se posiciona como el centro de distribución definitivo del Hidrógeno de Europa, debido a su ubicación y experiencia con portadores de hidrógeno como el amoníaco y el metilciclohexano (como opciones más atractivas).
- La escalabilidad y la aceptación social son parte de los riesgos previstos en el proyecto comercial entre Uruguay y Port of Rotterdam. Sin embargo, el mayor riesgo será “no hacer nada”.
- La combinación entre Uruguay y Port of Rotterdam hará posible desarrollar una infraestructura logística clave para posicionar a Uruguay como el principal exponente del hidrógeno verde en América del Sur.

[74], [3], [18],

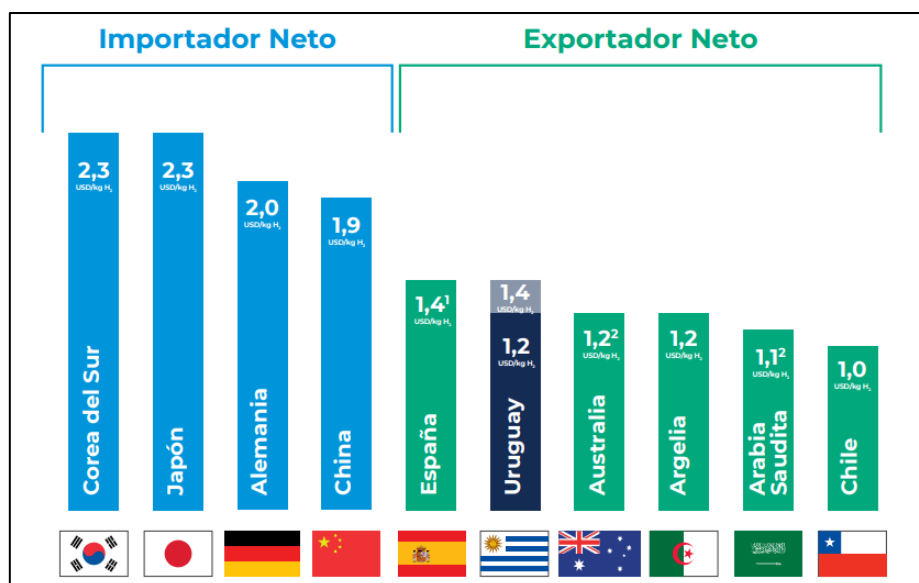


Figura 41. Comparación de costos de producción proyectados a 2030. [18]

Como se observa en la figura 41, Uruguay podría lograr valores de producción de hidrógeno verde (LCOH) entre 1,2 y 1,4 USD/kgH₂ en la región oeste y entre 1,3 y 1,5 USD/kgH₂ en la región este para una escala superior a 500 MW, según los costos de energía renovable mencionados anteriormente. Como resultado, Uruguay podría competir favorablemente con exportadores netos como Chile, Arabia Saudita, Omán, Namibia o Australia [18].

El hidrógeno verde y las tecnologías Power to X se encuentran en constante investigación y desarrollo en América Latina, siendo Uruguay el país, posiblemente, mejor ubicado en cuanto a producción de energías renovables y recursos hídricos. Se ha observado que la mayoría de los fabricantes de electrolisis se encuentran en Europa, Asia y Norteamérica, aunque se han conseguido recopilar ofertas de 7 fabricantes de electrolisis (equipos de 2.5MW), en el cual se ha demostrado que hay más alternativas de equipos PEM que alcalino, los alcalinos se están centrando en potencias superiores a los 5MW. A partir de valores de referencia y la información aportada por los fabricantes, el costo de inversión determina que es mejor utilizar tecnología alcalina, principalmente por ser más eficiente y de mayor madurez.

Tabla 6. Costo estimado del hidrógeno producido por electrólisis Alcalina [51]

ALK	URUGUAY coste USD/kg		
CAPEX	950 USD/kW	860 USD/kW	710 USD/kW
A (8 Horas)	4,02	3,89	3,67
B (12 Horas)	3,39	3,28	3,11
C (16 Horas)	4,16	4,08	3,95

Tabla 7. Costo estimado del hidrógeno producido por electrólisis PEM. [51]

PEM	URUGUAY coste USD/kg		
CAPEX	1450 USD/kW	1260 USD/kW	1060 USD/kW
A (8 Horas)	5,56	5,21	4,84
B (12 Horas)	4,31	4,07	3,83
C (16 Horas)	5,25	5,05	4,84

El costo estimado proyectado en las Tablas 6 y 7, es un poco más conservador que el presentado en la figura 41 [18], tomando en cuenta la tecnología de producción (Alcalina o PEM), las horas de producción y el costo de la energía eléctrica en el país.

Sin embargo, se prevé que en los próximos años la tecnología PEM mejore considerablemente aumentando su capacidad de producción de hidrógeno y disminuyendo su costo. Respecto a la normativa se observa una ausencia de regulación específica para el hidrógeno en aplicaciones energéticas en Uruguay. La normativa aplicable está recogida en otros sectores y es válida actualmente para la construcción de grandes plantas, aunque se espera una evolución legislativa en el corto plazo.

Se estima que Uruguay, a 2030, podría alcanzar valores de producción de hidrógeno verde competitivos a nivel mundial en la región oeste y en la región este, para una escala superior a 500 MW, lo que le permitiría posicionarse de manera competitiva entre exportadores netos. Por lo tanto, estos estudios indican que el desarrollo de la tecnología del hidrógeno verde en América del Sur es una oportunidad para descarbonizar la economía y aumentar la competitividad en el mercado global [18].

Con base en estos aspectos que se han expuesto, pueden plantearse escenarios en los cuales Uruguay aproveche no solo su potencial para aumentar la potencia instalada de renovables, sino la cantidad de energía que pudiera utilizar para gestionar esta potencia instalada mediante la producción de hidrógeno verde y su incorporación en el mercado energético.

3.1.10. Las energías renovables y sus desafíos: gestión y factor de capacidad.

Incorporar una matriz energética que cumpla con los requisitos ambientales de reducción de emisiones de GEI, implica tener en cuenta factores que terminan limitando el desempeño y la gestión de las fuentes renovables.

Resolver problemas de gestión de la energía eléctrica, implica tomar en cuenta la dificultad de poder almacenarla a gran escala. Hoy en día, para poder gestionar la energía eléctrica se realizan modelos predictivos de oferta y demanda, evitando en lo posible desequilibrios que puedan provocar desvíos de frecuencia con respecto a valores promedios nominales deseados.

Las energías renovables presentan intrínsecamente un problema de integración, debido a que su disponibilidad depende de condiciones meteorológicas que no pueden ser controladas por el humano. Esto genera que los sistemas convencionales de almacenamiento de energía no sean adecuados para las fuentes renovables, debido a la inestabilidad de la disponibilidad de estas. [75].

En la figura 42 se observa cómo puede variar el perfil de demanda a lo largo de un día ejemplo, del cual puede interpretarse cómo estos requerimientos pueden afectar la gestión de las fuentes renovables, como se mencionó, generando la necesidad de establecer sistemas de almacenamiento de energía eléctrica adecuados.

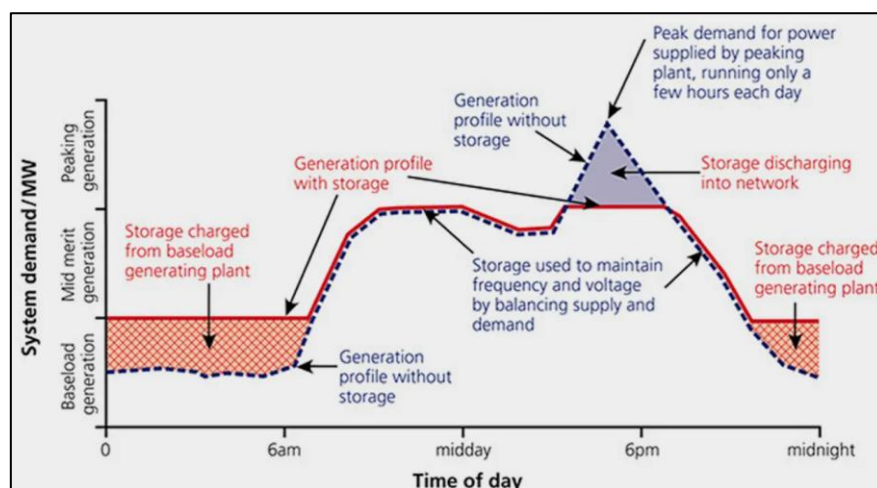


Figura 42. Perfil de carga de almacenamiento de energía. [75].

Adicionalmente, las energías renovables tienen un factor de capacidad bajo (factor de capacidad: relación entre la energía real generada (año)/energía generada a carga completa), es decir, la energía que realmente puede aprovecharse es bastante baja (ejemplo: parque eólico 10-40%, panel fotovoltaico 10-30%, central hidroeléctrica 60%, central nuclear 60-98%, central termoeléctrica a carbón 70-90%, central de ciclo combinado 60%). Sin embargo, como ventaja, las energías renovables están siempre presentes a pesar de sus fluctuaciones y bajo nivel de aprovechamiento, razón por la cual pensar en EES (siglas en inglés de Electrical Energy Storage) acordes se convierte en un desafío totalmente necesario de enfrentar para evitar el vertido que hoy en día es problema en países con matrices energéticas altas en fuentes renovables.

La gestión de energías renovables es crucial para equilibrar la demanda y la generación de electricidad en un sistema energético sostenible. La energía eléctrica no se puede almacenar fácilmente, y si no se utiliza, se pierde. Los EES pueden proporcionar beneficios tanto energéticos como económicos, mejorando la gestión de la red eléctrica y apoyando la integración de fuentes renovables [76]

Una preocupación importante en la planificación del sistema de energía es la demanda máxima, que suele requerir plantas de energía de pico con alto costo operativo y de mantenimiento. Las estrategias de gestión de la demanda pueden ayudar a aplanar la demanda máxima al influir en el uso de la energía por parte de los usuarios finales [75]. Los EES, como la hidroeléctrica con almacenamiento por bombeo y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, pueden almacenar energía durante períodos de baja demanda y liberarla durante los picos para reducir el costo del suministro de energía [76], [75].

Además, los EES pueden aumentar la flexibilidad del sistema energético y permitir una mayor penetración de energía renovable, suavizando las fluctuaciones y aumentando la capacidad de respuesta a las variaciones en la demanda. También pueden mejorar la eficiencia de las plantas de energía existentes y evitar la necesidad de construir nuevas infraestructuras [75].

El hidrógeno en distintas formas de almacenamiento (comprimido, licuado, absorbido, etc), es un vector que puede concentrar alta densidad de energía (desde 1 GWh hasta 1 TWh) durante más tiempo que otras, colocándolo como una de las opciones más interesantes (ver figura 43). Estos sistemas de almacenamiento, muestran una estrecha relación entre el hidrógeno y el gas natural sintético, teniéndolos como los que pueden proporcionar un mayor tiempo de suministro y una mayor capacidad de almacenamiento. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (central de bombeo reversible: figura 43), es uno de los más usados en Europa, la cual no alcanza 1 mes de suministro y los 100 GWh de capacidad.

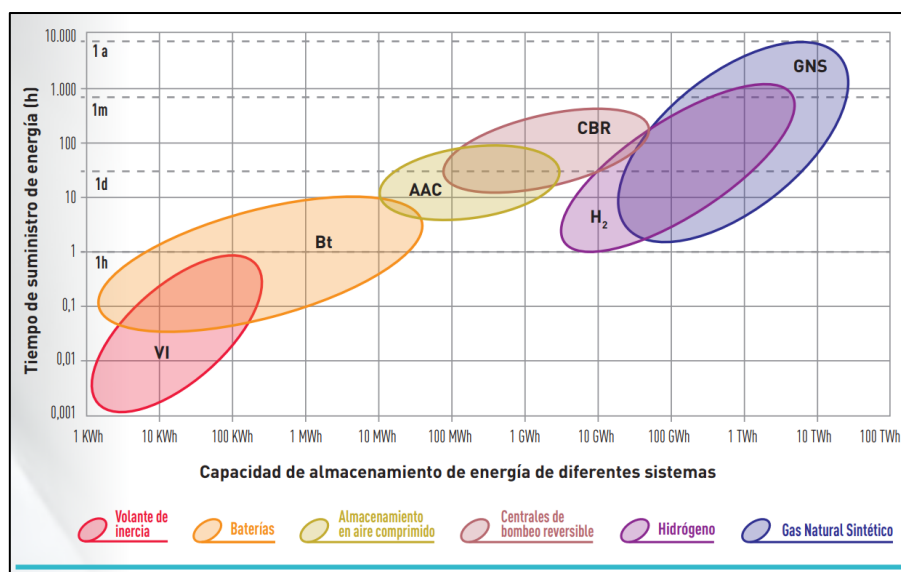


Figura 43. Tiempo y capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas (EES). [77]

La tabla 8 compara las propiedades de cuatro portadores de energía química líquida a una presión estándar de 1 bar, proporcionando una perspectiva clara sobre cómo cada uno se comporta en términos de densidad energética, almacenamiento y densidad física. El hidrógeno resalta inmediatamente por su excepcional densidad energética gravimétrica, que es la energía que se puede almacenar por unidad de masa. Con un valor de 120 MJ/kg, supera significativamente a los demás portadores de energía, lo que lo hace particularmente atractivo para aplicaciones donde la masa es una consideración crítica, como en el transporte aéreo o espacial. [78]

Tabla 8. Propiedades de vectores energéticos en estado líquido. [78].

PROPIEDAD	UNIDAD	LNG/SNG (CH ₄)	AMONÍACO (NH ₃)	METANOL (CH ₃ OH)	HIDRÓGENO (H ₂)
Densidad energética (gravimétrica)	MJ kg ⁻¹	48,60	18,60	19,90	120,00
Temperatura de almacenamiento	K	111,00	239,00	268,00	20,00
Densidad (a 1 bar)	kg m ⁻³	423,10	682,80	805,00	71,10
Densidad energética (volumétrica) (@1 bar)	MJ m ⁻³	20.527	12.679	15.741	8.502

No obstante, cuando se observa la densidad energética volumétrica, el metano en forma de LNG/SNG (Gas Natural Licuado / sintético) lleva la delantera, con 20,527 MJ/m³, lo que lo convierte en el más energético por unidad de volumen. Esto lo hace más adecuado para aplicaciones donde el espacio es una limitante, como en los vehículos terrestres, donde el volumen

de combustible que se puede almacenar es un factor clave. Por el contrario, el hidrógeno presenta una densidad volumétrica mucho menor, lo que sugiere que ocuparía más espacio para la misma cantidad de energía, lo cual es un aspecto negativo para su almacenamiento y transporte.

En términos de eficiencia de almacenamiento, la temperatura a la que se deben mantener estos líquidos es también una consideración importante. El hidrógeno, con una temperatura de almacenamiento de solo 20 K, requiere sistemas de refrigeración avanzados y aislamiento térmico para mantenerse líquido, lo que aumenta la complejidad y el costo de su infraestructura de almacenamiento y transporte. En contraste, el metano líquido y el amoníaco tienen temperaturas de almacenamiento más altas, lo que los hace más manejables desde una perspectiva logística y menos exigentes en términos de tecnología de refrigeración.

Por último, la densidad física de los portadores de energía también es un factor determinante en su aplicabilidad práctica. El metanol y el amoníaco tienen densidades más altas, lo que significa que son más pesados y menos propensos a la dispersión en la atmósfera, lo cual puede ser ventajoso en términos de seguridad y control de emisiones. El hidrógeno, siendo el más ligero, presenta retos en cuanto a la contención y la prevención de fugas. Sin embargo, la tabla 8 solo arroja referencias, sin señalar una mejor o peor opción, cada portador de energía tiene características que lo hacen más o menos adecuado para diferentes aplicaciones, y la elección entre ellos dependerá del equilibrio entre densidad energética, facilidad de almacenamiento, y requisitos de infraestructura.

3.2. Producción de H₂ para tecnologías Power to X, basada en dos escenarios de suministro de energía renovable.

El concepto de tecnologías Power to X se alinea con las políticas energéticas de Uruguay, centradas en la integración de fuentes de energía renovable variable como la eólica y la solar. Uruguay ya está avanzando en este frente, esperando que una parte significativa de su energía provenga de fuentes renovables. El hidrógeno, como portador de energía, emerge como una solución viable para almacenar y utilizar estos excedentes energéticos.

Como fue mencionado anteriormente, el hidrógeno es el componente fundamental en la producción de amoníaco y de hidrocarburos sintéticos. Cuando se obtiene hidrógeno a través de la electrólisis del agua, nos referimos a productos derivados de PtX. Estos productos son clave para la desfosilización en varios sectores, incluyendo la industria química y, muy especialmente, en la producción de fertilizantes a partir de amoníaco. Los productos de PtX participarían también

en áreas específicas del transporte, particularmente como combustible marítimo internacional y la aviación. Además, estos productos de hidrógeno juegan un rol crucial en su propio transporte. Dentro de este marco, PtL alude a los productos líquidos resultantes, como los combustibles sintéticos y las materias primas para la industria química, mientras que PtG se refiere al producto gaseoso resultante, en este caso, el metano o a la mezcla de H₂ con las corrientes de gas natural existentes que abordaremos en el próximo capítulo. En la tabla 9 se listan eficiencias de PtX.

Tabla 9. Eficiencias PtX. [1], [33], [35]

	Uso directo	Power to Hydrogen	Power to Liquid	Power-To-Gas (Metano)	Power To-Gas (Mezcla)	Power-To-Ammonia
Energía eléctrica renovable	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Proceso de electrólisis		67%	67%	67%	67%	67%
PtX			70%	80%	80	80%
Eficiencia global	100%*	67%	47%**	54%**	59-83%***	54%

* La eficiencia global del uso de la energía eléctrica renovable se verá afectada por el factor de capacidad.

** Los valores de eficiencia global de las aplicaciones PtL y PtG tienen incluida la eficiencia aportada por el método de captura directa de dióxido de carbono del aire.

*** Dependerá del porcentaje en la mezcla de GN, modificaciones en el sistema y presión de operación.

El amoníaco ocupa el segundo lugar, después del ácido sulfúrico, entre las sustancias químicas más producidas a nivel mundial. Anualmente se producen más de 200 millones de toneladas de amoníaco, de los cuales alrededor del 80% se utiliza como materia prima para la producción industrial de fertilizantes. La producción a gran escala de amoníaco a partir de nitrógeno e hidrógeno ya está bien establecida mediante el proceso de Haber-Bosch y representa un importante campo de aplicación para el hidrógeno verde en el futuro. La eficiencia del proceso de Haber-Bosch está en el entorno 80%. [33], [35]

Cuando el amoníaco se calienta en presencia de un catalizador, puede descomponerse nuevamente y el hidrógeno puede ser recuperado. Este método todavía no está completamente desarrollado a nivel industrial, pero actualmente es objeto de numerosos proyectos de investigación. Este proceso se denomina “Ammonia-to-Power”, e industrias como Campfire en Dinamarca están desarrollando nuevos enfoques de producción para aumentar su escalabilidad. Generar energía a partir de amoníaco podría lograrse mediante motores de combustión modificados o turbinas de gas y celdas de combustible de amoníaco [33]. De estos métodos, se estima que las celdas de combustible tienen la mayor eficiencia general (es decir, en relación con el uso de electricidad para la producción de hidrógeno) con un 36 a 50%.

Los beneficios de transportar amoníaco en comparación con el hidrógeno son, por un lado, que ya existe una infraestructura de transporte establecida para el amoníaco. Por otro lado, el amoníaco, a diferencia del hidrógeno, puede ser más fácilmente transportable y almacenable: la licuefacción de amoníaco (gaseoso en condiciones ambientales normales) se logra solo mediante compresión, proceso significativamente menos energéticamente intensivo que la licuefacción del hidrógeno y que no requerirá almacenamiento especial con recipientes aislados. Sin embargo, hay que tener en cuenta algunas propiedades desfavorables del amoníaco: el gas es inflamable, al igual que el hidrógeno, pero a diferencia de este último, es altamente tóxico. Además, el amoníaco se disuelve bien en agua y es tóxico para los organismos acuáticos. Las emisiones de amoníaco también pueden reaccionar con otros gases en la atmósfera para formar partículas de polvo fino y contribuyen a la acidificación de los suelos. La eficiencia de la descomposición de amoníaco es de aproximadamente el 76%. Por lo tanto, teniendo en cuenta la eficiencia del proceso de Haber-Bosch para la producción de amoníaco (aproximadamente 80%), esto resulta en pérdidas de conversión de alrededor del 40% cuando el amoníaco se utiliza como medio de transporte para el hidrógeno.

La combustión de amoníaco en turbinas o motores presenta varios desafíos técnicos y también es necesario tener en cuenta las propiedades corrosivas y tóxicas del amoníaco. La combustión de amoníaco produce óxidos de nitrógeno que son perjudiciales para la salud.

Además del amoníaco, los hidrocarburos sintéticos son productos secundarios importantes del hidrógeno. Cuando los productos son combustibles, también se les llama e-fuels o synfuels. Para el transporte de hidrocarburos sintéticos, se puede utilizar la infraestructura existente de gas y petróleo, lo que significa que se requieren muchas menos inversiones en infraestructura en comparación con el transporte de hidrógeno. Por lo tanto, al igual que con el amoníaco, es aconsejable realizar la transformación antes del transporte.

Para la producción de hidrocarburos sintéticos, además del hidrógeno, se necesita una fuente de carbono. Este carbono puede venir en forma de CO_2 como producto de la combustión de los combustibles sintéticos.

Existen técnicas para extraer CO_2 del aire, pero aún no están disponibles a escala industrial, debido a la alta exigencia energética que representa extraer concentraciones muy bajas del aire. Sin embargo, este proceso parece ser una fuente de carbono adecuada para la producción de hidrocarburos sintéticos. Para una provisión económica de CO_2 a gran escala industrial, se necesitan más investigaciones. Otra opción es usar CO_2 de la producción de bioetanol y biogás. El CO_2 puede ser separado con un bajo consumo de energía. Los combustibles sintéticos con

fuelle de carbono biogénica y el CO₂ liberado a menudo se describen como neutros en términos de CO₂ neto. Sin embargo, al igual que con la producción de hidrógeno a partir de biomasa, si se incluyen las emisiones de la cadena de suministro, el balance de biomasa cultivada generalmente no es neutral en CO₂. Además, la cantidad de biomasa sostenible es limitada. Finalmente, existe la posibilidad de utilizar emisiones inevitables de CO₂ de procesos industriales (por ejemplo, de la industria cementera).

Las aplicaciones PtL pueden lograrse, en principio, mediante dos procesos: la síntesis de Fischer-Tropsch o la síntesis de metanol. Aunque ambos procesos están previamente establecidos, será necesario siempre un paso de proceso previo para producir un gas de síntesis a partir de hidrógeno y CO₂ [33]. Los proyectos piloto muestran que la síntesis de metanol también puede realizarse sin un paso previo, por lo que este método está ganando cada vez más atención (síntesis directa de metanol). Una desventaja de ambos procesos es que son poco dinámicos y, por lo tanto, no son bien compatibles con fuentes de energía renovables fluctuantes. Sin embargo, este desafío es aplicable a muchas grandes instalaciones químicas. Al desacoplar la producción de hidrógeno de la generación de gas de síntesis, como mediante el almacenamiento intermedio de hidrógeno, este problema puede evitarse, aunque esto implica costos adicionales. Posteriormente, son necesarios más pasos de procesamiento para producir combustibles listos para su uso. La eficiencia de la producción de combustibles líquidos a partir de hidrógeno, incluidos los pasos de procesamiento posteriores, se estima en aproximadamente 62% a 72% [1], [14], [33].

La producción de metano sintético puede llevarse a cabo mediante metanización químico-catalítica (proceso Sabatier). También aquí, primero se debe producir un gas de síntesis a partir de hidrógeno y CO₂ y suministrarlo al proceso. El proceso se lleva a cabo a temperaturas superiores a 200 °C. La eficiencia del proceso Sabatier está en un rango entre el 78%-80% [1], [14], [33].

Si el metano gaseoso se licúa, la eficiencia disminuye a solo el 74%. En cuanto al impacto climático, se debe tener en cuenta que el metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂. Esto significa que, incluso si se utiliza una fuente de carbono neutra en gases de efecto invernadero para la producción de metano, el escape de metano puede conducir a emisiones adicionales de gases de efecto invernadero. Para la producción de hidrocarburos sintéticos, solo es viable el uso de hidrógeno verde [33]. Además, los costos del proceso navegan en un rango bastante amplio, el cual depende básicamente de la capacidad del reactor. Se puede observar en la tabla 10 cómo plantas de capacidad de 110 MW pueden ofrecer un costo de 180 \$CAD/kW_{GN} (135 USD/kW_{GN}), mientras que capacidades más bajas pueden duplicar este costo, como las de 5 MW en el entorno de 560 \$CAD/kW_{GN} (420 USD/kW_{GN}).

Tabla 10. Costos de algunas plantas de metanación. [1]

Reference	Explanation (Size)	Unit Capital Cost (\$ CAD Per kW RNG)
Outotec GmbH [77]	for 5 MW	560
Outotec GmbH [77]	for 110 MW	180
Lehner et al. [92]	-	400–700
Ausfelder et al. [93]	Forecast for 2050	800
E&E Consultants [76]	current	2000
	future	700
Ueckerdt et al. [94]	-	1400
SGC Report 2013 [76]	for 2.5 MW	3000

La mezcla de hidrógeno emerge como una opción rentable al reducir la necesidad de infraestructura adicional para la distribución y el uso final del hidrógeno, lo que podría resultar en una optimización de costos. Se anticipa que las infraestructuras de gas natural existentes adaptarán gradualmente una proporción de hidrógeno en su flujo, lo que podría lograrse con mínimas adaptaciones técnicas, aprovechando la capacidad de las tecnologías actuales. Investigaciones recientes sugieren que el hidrógeno puede desempeñar un papel crucial en mitigar la formación de hidratos en las tuberías submarinas de gas, aliviando problemas asociados con bloqueos y presión excesiva. Debido al tamaño molecular relativamente pequeño del hidrógeno, se ha demostrado que este tiene una notable capacidad para prevenir la aglomeración de hidratos, contribuyendo así a la seguridad y eficiencia en la infraestructura de transporte de gas [14].

En el sector del transporte, las regulaciones de mercado que promuevan vehículos de emisión cero y los incentivos para la inversión pueden ser fundamentales. Por ejemplo, zonas de emisión cero, estándares de emisión y subsidios a la inversión inicial podrían impulsar la adopción de vehículos de hidrógeno. En la industria, el precio del hidrógeno verde en comparación con el hidrógeno basado en fósiles y su uso para calor de alta temperatura son factores críticos.

Además, la integración del hidrógeno en la red de gas natural mediante tarifas de inyección y precios de carbono puede crear la demanda necesaria para desencadenar reducciones de costos a través de economías de escala. Esto es crucial para mitigar el riesgo en inversiones iniciales en electrolizadores a gran escala destinados a suministrar hidrógeno al sector de la movilidad o la industria como principales consumidores.

Como premisa inicial para estimar la capacidad de producción de hidrógeno en Uruguay, para dos escenarios: utilización de excedentes e instalación de nueva potencia renovable, utilizamos los datos históricos de excedentes de energía eléctrica para llegar a una base de cálculo (en GWh) (tabla 11).

El cálculo se basa en la conversión de esta energía excedente en hidrógeno mediante el proceso de electrólisis. La fórmula utilizada para calcular la capacidad de producción de hidrógeno es la siguiente:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{E_N}{C_e} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$\dot{m}_{H_2}$: cantidad de hidrógeno producida por año (ton_{H2}/año).

E_N : Energía nominal disponible (2000 GWh/año, para este caso) [44] [2].

C_e : Consumo específico de la electrólisis (0,0523 GWh/tonH₂) [79].

Tabla 11. Estimación de un valor base de energía de excedentes con datos del historial del BEN [44] [2].

Año	Excedentes de Energía por año (GWh)	Producción de hidrógeno (ton/año)
2010	2142,2	40960
2011	122,1	2335
2012	651,3	12453
2013	460,5	8805
2014	3590,2	68646
2015	3612,3	69069
2016	4115,9	78698
2017	5826,6	111407
2018	2263,2	43273
2019	3926,3	75073
2020	93	1778
2021	145,4	2780
2022	790,8	15120
Estimación	2000	38241

Sin embargo, como fue comentado en el capítulo anterior, los excedentes de energía eléctrica son actualmente exportados y son parte del PIB nacional [44], por lo cual, resultaría conveniente plantear la disponibilidad de 2000 GWh/año (ver tabla 11), ya sea por excedentes o por potencia instalada. Para establecer estos escenarios, el primero, mediante excedentes, se suministraría esta energía disponible, ya sea directamente del mix energético o de alguna tecnología de almacenamiento de energía eléctrica (baterías, PtP, por ejemplo) a una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis. El segundo escenario, aumento de la potencia instalada, para suministrar 2000 GWh/año dependerá del factor de capacidad de la fuente a instalar. Este análisis se hará a continuación.

Dimensionamiento de una planta de producción de hidrógeno para almacenar 2000 GWh/año.

Con un valor estimado de excedentes de energía eléctrica, los cuales pueden obtenerse por diversas razones como: indisponibilidad para exportarlos, demanda reducida de energía eléctrica en períodos específicos, restricciones operativas, entre otras; es posible llegar a un valor de producción de hidrógeno estimado (ver tabla 11).

Sin embargo, llegar a un valor más preciso, implicaría tomar en consideración que estos excedentes no son constantes, así como no es la misma cantidad (energía) cada vez que están disponibles. Por lo tanto, implicaría estimar cuántas horas de uso en el año tendrá la planta de electrólisis para definir la potencia de diseño (factor de capacidad) y la tasa de degradación esperada. Esto permitirá obtener valores más precisos como: la potencia real requerida, la cantidad de agua consumida estimada, estimación de superficie para instalar la planta y costos.

Como la electrólisis PEM es una tecnología creciente, que permitirá prescindir de elementos corrosivos durante los procesos (a diferencia de la AEL), mejor uso del agua, mayor pureza de los productos y ahorro de espacio se escogió para dimensionar la planta para aprovechar los excedentes de energía eléctrica. En la tabla 12 se ubican los parámetros tecnoeconómicos que se utilizaron para las estimaciones.

Tabla 12. Consideraciones y parámetros tecnoeconómicos utilizados para plantear los escenarios de producción de H₂ verde. [65], [79], [80].

Parámetros tecnoeconómicos	Valor
CAPEX total PEMWE (2022)	1446 USD/kW
CAPEX total PEMWE (2030)	1163 USD/kW
Costos O&M PEMWE	2% celda + aux
Consumo de agua ($\dot{m}_{H_2O}$)	18 L/kgH ₂
Costo del agua	3 USD/m ³
Consumo específico de electrólisis	52.3 MWh/tH ₂
Factor de capacidad operacional del electrolizador FC _e *	91%
Degradación anual de la celda PEM (FD _e)	0.2% /1000 h
Área específica estimada para PEMWE	38 m ² /MW**
Vida útil PEMWE	10 años

* El factor de capacidad operacional del electrolizador FC_e se toma en cuenta cuando la energía disponible es neta, es decir, proviene de excedentes de producción de fuentes renovables (ya fue afectada por el FC_{mix}) o de alguna fuente de almacenamiento de energía. Se estiman 8000 h/año (91%). El tiempo restante se estima que podría perderse por mantenimientos (programados o no programados).

**Se estima que las plantas de electrólisis PEM pueden ocupar 25% menos superficie que las de AEL. Los valores de superficie de planta aumentan con la capacidad de la planta, debido al aumento de las instalaciones eléctricas, separaciones requeridas por normativa, instalaciones de servicios industriales, entre otros aspectos. Plantas PEMWE podrían llegar a ocupar 130 m²/MW para proyecciones de 1GW en adelante [80].

Asimismo, teniendo en cuenta que estos excedentes están siendo exportados en su totalidad desde 2021 [44], será necesario que se plantee, a su vez, el aumento de la potencia instalada, para que pueda suministrar 2000 GWh/año, lo cual permitiría plantear finalmente los **dos escenarios hipotéticos para el capítulo 3:**

1. Producción de hidrógeno verde mediante un excedente anual estimado de 2000 GWh/año.
2. Producción de hidrógeno verde mediante nueva potencia instalada de energías renovables.

Primer escenario: Producción de hidrógeno verde mediante un excedente anual estimado de 2000 GWh/año.

Premisas:

- **Factor de capacidad operacional (FC_e) del electrolizador:** 91% (aprox. 8000 h/año) (tabla 12)
- **Energía disponible (E_N):** 2000 GWh/año (proveniente de excedentes o de fuentes de almacenamiento eléctrico).

Estimación (preliminar) de hidrógeno total a producir con la energía disponible, utilizando la ecuación 13:

$$\dot{m}_{H_2} = 38.241 \text{ ton}_{H_2}/\text{año}$$

Estimación de parámetros básicos de diseño:

Potencia requerida, afectada por el FC_e :

$$Pot_{req} = \frac{E_N}{FC_e} \cdot \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} \cdot \frac{1000 MWh}{1 GWh} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$Pot_{req} = 250,9 \text{ MW}$$

Potencia requerida, afectada por el factor de degradación anual de la celda FD_e a un tiempo de vida útil estimado de 10 años:

Debe tenerse en cuenta que, debido al factor de degradación del electrolizador, el consumo de energía durante el transcurso la vida útil de la planta aumentará, para garantizar la misma producción de hidrógeno. El parámetro de degradación permitirá decidir si la producción de

hidrógeno deseada debe garantizarse, como mínimo, desde el año 1 de operación o si es la producción máxima que se espera de la planta. Es decir, si quisiéramos garantizar un valor mínimo producido de 38241 ton_{H2}/año, durante toda la vida útil del proyecto, debemos sobredimensionar el sistema tomando en cuenta una tasa de degradación estimada del 0,2%/1000h_{ope}, con 80000 h de operación (10 años a FC_e =91%) (ver tabla 12), entonces se deberá preverse una línea de potencia 16% superior y, por ende, un sobredimensionamiento de la planta de electrólisis consecuente con este aumento (**Pot_{req D}** + 16%):

$$Pot_{req D} = 250,9 \text{ MW} \left[1 + \left(\frac{0,2\%}{1000 \text{ h}} \cdot 80000 \text{ h} \right) \right]$$

$$Pot_{req D} = 250,9 \text{ MW} \cdot (1,16)$$

$$\mathbf{Pot_{req D} = 291 \text{ MW}}$$

La cantidad de H₂ que se producirá en el año 10 (80.000 h_{oper}) será el 84% de la que se produciría al inicio del proyecto, tomando en cuenta que la degradación será de un 16% (más energía o menos H₂ producido):

$$\dot{m}_{H2 \text{ año } 10} = 38.241 \frac{\text{ton}_{H2}}{\text{año}} \left[1 - \left(\frac{0,2\%}{1000 \text{ h}} \cdot 80000 \text{ h} \right) \right]$$

$$\mathbf{\dot{m}_{H2 \text{ año } 10} = 32.122 \frac{\text{ton}_{H2}}{\text{año}} ; \text{ Sin sobredimensionar por degradación}}$$

El consumo de agua se calculará con una tasa específica ($\dot{m}_{H2O}$) para la electrólisis PEM de 18 L/kgH₂ (ver tabla 12). Por lo cual, para una producción de 38241 ton_{H2}/año:

$$\dot{m}_{H2O} = 38241 \frac{\text{ton}_{H2}}{\text{año}} \frac{18 \text{ ton}_{H2O}}{\text{ton}_{H2}}$$

$$\mathbf{\dot{m}_{H2O} = 688.338 \text{ ton}_{H2O}/\text{año}}$$

Costo estimado de la planta de electrólisis:

Para esta estimación se utilizó el valor de CAPEX de la tabla 12 (1446 USD/kW). Se calculará de dos maneras: **Cost_{inv D}** con el valor de potencia de la planta sobredimensionada (tomando en

cuenta la degradación), y ***Cost_{inv}***, usando la potencia de la planta sin sobredimensionamiento por degradación. El costo estimado de inversión será:

$$\begin{array}{l|l}
 \text{Cost}_{invD} = 291 \text{ MW} \cdot 1446 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \cdot 1000 \frac{\text{kW}}{1\text{MW}} & \text{Cost}_{inv} = 250,9 \text{ MW} \cdot 1446 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \cdot 1000 \frac{\text{kW}}{1\text{MW}} \\
 \text{Cost}_{invD} = 420,8 \text{ MM USD} ; & \text{Cost}_{inv} = 362,8 \text{ MM USD}
 \end{array}$$

Cálculo de la superficie requerida por la planta.

Estimación del área requerida por la planta de electrólisis (sobredimensionada por el factor de degradación).

Esta estimación se realizó tomando en cuenta que quiere garantizarse la producción inicial durante todo el tiempo de vida útil del proyecto, por lo cual, la potencia utilizada para el cálculo fue de 291 MW, con un área específica de 38 m²/MW (tabla 12).

$$\text{Área} = 291 \text{ MW} \cdot 38 \frac{\text{m}^2}{\text{MW}}$$

$$\text{Área} = 11.058 \text{ m}^2$$

A continuación, se utilizará la herramienta de software libre “HyJack” para estimar la producción de hidrógeno, el consumo de agua, el consumo eléctrico y un costo aproximado de la planta. La estimación se muestra en la figura 44. El valor base será la potencia requerida para garantizar la producción al primer año de vida útil (38.241 ton_{H2}/año), sin tomar en cuenta el sobredimensionamiento por degradación.

TECHNOLOGY
Switch between pressurized Alkaline or Proton exchange membrane electrolysis technologies.

PEM

INLET
Nominal Power

250,9

MW

Water Flow
43 057 L H₂O/h

Heat Required
0kW_{th}

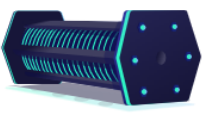
OUTLET
Nominal Hydrogen Flow

4,77

tH₂/h

Oxygen Flow
35 987 kg O₂/h

Heat Recovery
68 747 kW_{th}



TOTAL PRODUCTION
Avg. Electricity Consumption
2 000 074

MWh/year

Capacity factor
91%

Avg. H₂ Production
38 095

tH₂/year

COSTING

US Dollar(\$)

Indicative Equipment Cost
151 493 346 \$

Total cost low range
257 538 688 \$

Total cost high range
348 434 696 \$

 Fair estimate

View details

CALCULATION PARAMETERS
Efficiency
75

% (h_hv)

Init

Unitary Cost
1446

\$/kW

Edit

Figura 44. Resultado obtenido del Software HyJack.

A continuación, en la tabla 13, se compararán los valores calculados en el paso a paso del dimensionamiento, con respecto a los valores arrojados por el software HyJack.

Tabla 13. Comparativa entre resultados del diseño con las ecuaciones utilizadas y el cálculo del software HyJack.

Concepto	Unidad	Valor estimado	Valor estimado Hyjack	%diferencia
Energía Nominal consumida	GWh/año	2000	2000	
Potencia Nominal corregida (a FC _e)	MW	250,9	250,9	
Producción de Hidrógeno	tonH ₂ /h	4,78	4,77	0,2%
Cantidad de Agua Requerida	L/h	86000	43057	100%
Costos PEM	MM USD	Cost _{inv} 362 Cost _{invD} 420	Prom: 303	19,4%-38,3%

Se puede ver en la tabla 13 que, aunque el valor de producción de hidrógeno es similar para ambas estimaciones (0,2% de diferencia), el software HyJack tiene un valor mucho menor de consumo de agua como premisa (9 L/kgH₂), lo cual representa el valor estequiométrico. El costo de la planta calculado por el software está entre 19% y 38% menos al estimado por el procedimiento,

principalmente porque el valor del software no contempla la degradación, además, el costo estimado se comparó con el promedio de los dos límites que arrojó el software.

En el aspecto técnico, una planta de electrólisis de 250,9 MW requerirá más de un equipo electrolizador. Actualmente, el electrolizador PEM en marcha de mayor capacidad lo opera la compañía Air Liquide en Qebec, Canada. Es un equipo del licenciante Accelera (Cummins) con 20 MW de capacidad, produciendo 8,2 ton/día de H_2 . Accelera ya dispone de un producto mayor: HyLYZER-5000, el cual tiene una capacidad de 25MW, produciendo 10 ton/día H_2 [81]

Desde el punto de vista tecnológico, diez electrolizadores HyLYZER-5000 [81] cubrirían 250 MW de potencia eléctrica, los cuales generarían 100 ton H_2 /día (aprox 36.500 ton H_2 /año) y resultando en una planta con un CAPEX del entorno de los 400 MM USD. Esto cubriría la demanda inicial, sin tomar en cuenta la degradación y que la demanda de potencia será 16% mayor al finalizar la vida útil de la planta. Sin embargo, como se ha mencionado a lo largo de estos últimos dos capítulos, ante la situación de mercado energético uruguayo, en la cual los excedentes están siendo mayormente exportados, realizar una inversión de tal magnitud para consumos eventuales seguramente sea contraproducente. Por lo tanto, se plantea el segundo escenario de este modelo de integración, en el cual se calculará la potencia instalada requerida para surtir 2000 GWh/año a una planta de electrólisis, que termine suministrando los valores que ya fueron calculados en el escenario 1.

A fin de contextualizar la escala del proyecto dimensionado en este capítulo (251 MW), resulta útil compararla con iniciativas de proyectos anunciados en Uruguay. El proyecto HIF, enfocado en la producción de combustibles líquidos renovables mediante electrólisis, propone una capacidad total de 1 GW; así, la planta PEM dimensionada en este trabajo representaría alrededor del 25% de dicho proyecto. En comparación con el proyecto Tambor, que también busca producir combustibles renovables con una potencia prevista de 150 MW, el dimensionamiento de este capítulo supera en un 67% dicha capacidad. Por otro lado, el proyecto H24U, orientado al hidrógeno para transporte pesado con 5 MW previstos, equivale apenas al 2% del dimensionamiento aquí realizado, mientras que el proyecto Kahirós, también destinado al transporte pesado con una capacidad proyectada de 2 MW, representa cerca del 1% del proyecto presentado en este capítulo. [71]

Segundo escenario: Nueva potencia instalada de fuentes renovables.

Para este escenario, se plantea una misma disponibilidad de energía eléctrica que en el primer escenario (2000 GWh/año), sin embargo, esta energía no provendría de excedentes, sino de nueva potencia instalada, que podría ser de fuente eólica, solar o combinada.

Tabla 14. Parámetros para estimar la potencia instalada necesaria en parques de energía renovable. [79]

	Río Negro	Lavalleja
Eólica: Factor de Capacidad (FC_{eol})	43,4%	49,1%
Solar: Factor de capacidad (FC_{sol})	21,4 %	17,6 %
Eólica LCOE (USD/MWh)@2030	19,91	17,60
Solar LCOE (USD/MWh)@2030	16,25	19,78

Para calcular la potencia necesaria del parque o parques de energías renovables, se tomarán los valores reflejados en la tabla 14. Se analizarán casos para instalar nueva potencia en Río Negro y en Lavalleja, que son los dos departamentos estudiados en la bibliografía mencionada que están más cerca de sistemas de transporte de Gas (Río Negro, cerca del gasoducto norte, Lavalleja cerca del Gasoducto Cruz del Sur).

Tomando como base de cálculo la producción de 2000 GWh/año de energía renovable, entonces podemos utilizar la ecuación 14 planteada en el primer escenario, afectada en este escenario por el FC:

$$Pot_{req} = \frac{E_D}{FC_{eol/sol}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} \cdot \frac{1000 MWh}{1 GWh} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

Pot_{req} : es la potencia instalada requerida de la fuente, afectada por su factor de capacidad.

E_R : es la energía requerida por el electrolizador, desde la planta de EERR (2000 GWh/año)

$FC_{eol/sol}$: Factor de capacidad de la fuente renovable (Tabla 14).

Sustituyendo en la ecuación 15, se tienen los resultados de potencia instalada necesaria para producir 2000 GWh/año, los cuales se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 15. Potencia instalada de EERR requerida en dos ubicaciones ejemplo.

Potencia instalada adicional	Río Negro	Lavalleja
Energía eólica (MW)	526	465
Energía Solar FV (MW)	1067	1297

Se observa en la tabla 15 como la incorporación de nueva potencia instalada del entorno de 526-465 MW de generación eólica o 1297-1067 MW de solar, podría alimentar a una planta de electrólisis igual a la dimensionada en el primer escenario (250,9 MW) [79].

La potencia instalada adicional de generadores eólicos representaría un aumento de 35% de la potencia instalada actual (1500 MW) y si se hiciera solo de generadores solares fotovoltaicos, se precisaría triplicar la potencia instalada actual de esa fuente (300 MW) [60].

Así como se contempló en el primer escenario, debe tenerse en cuenta que, a lo largo de la vida útil del proyecto, la planta de electrólisis demandará más energía (+16%) para producir la misma cantidad de H₂ que en el año 1 de operación. Sin embargo, la estimación del segundo escenario se hace para cubrir la potencia requerida inicial, asumiendo un aporte constante de energía (2000 GWh/año).

3.3. Conclusiones preliminares del capítulo III:

Conclusiones del contexto energético global y nacional:

- La incorporación de la producción de hidrógeno verde en Uruguay representará un uso adicional y manejable del recurso hídrico, con un impacto mínimo en el consumo total de agua del país. A pesar de que la producción de hidrógeno verde requiere agua para los electrolizadores y otros procesos relacionados, el volumen estimado necesario es menos del 1% del total de los permisos de agua otorgados actualmente en Uruguay. Es determinante, sin embargo, realizar una evaluación detallada del impacto de estos proyectos en el uso del agua, teniendo en cuenta los diferentes usos existentes en la cuenca y las proyecciones de desarrollo regional. Esta evaluación debe garantizar un balance adecuado entre el desarrollo energético y la sostenibilidad del recurso hídrico.
- Uruguay, cuya economía se basa mayormente en exportaciones agropecuarias y es vulnerable a las variaciones del mercado de combustibles fósiles, está estratégicamente posicionado para continuar la transformación de su matriz energética incorporando al hidrógeno verde. Esta diversificación hacia energías renovables ya iniciada y el desarrollo de aplicaciones del hidrógeno verde, reducirán la dependencia del país en energía importada, mejorando su estabilidad económica y social.
- La implementación de un marco regulatorio nacional específico para el hidrógeno verde es primordial y viable en Uruguay, apoyado por su avanzada regulación en energías renovables. Según la fórmula del Banco Mundial, la regulación, la financiación innovadora y la creación de valles de hidrógeno son claves para promover la demanda de hidrógeno verde en América Latina y el Caribe. Uruguay, con su ubicación estratégica, abundancia de recursos renovables, estabilidad regional y disponibilidad de agua, se presenta como un candidato ideal para convertirse en uno de los valles de hidrógeno a nivel mundial.
- Para el período 2022-2025, Uruguay enfoca sus esfuerzos en el desarrollo de normas de seguridad y técnicas, así como en el diseño de incentivos para proyectos piloto de hidrógeno verde. A pesar de la falta de un marco regulatorio específico para el hidrógeno en aspectos como seguridad, usos y permisos de producción hasta 2022, se han hecho avances significativos. La creación del Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde en 2022 y el Reglamento de Seguridad de la URSEA en diciembre de 2023 son pasos fundamentales para regular el desarrollo del hidrógeno en Uruguay. Iniciativas gubernamentales como subvenciones y subsidios son esenciales para hacer económicamente viable la producción

de hidrógeno verde y estimular la inversión en energía renovable. Estrategias como la fijación de precios del carbono, similares a las de la Unión Europea, y metas establecidas por países como Japón y Alemania, son ejemplos de cómo la regulación puede acelerar la adopción del hidrógeno verde. Estas políticas no solo promueven la transición hacia energías más limpias, sino que también establecen un marco claro para la integración del hidrógeno verde en la matriz energética, contribuyendo a su desarrollo sostenible y global.

Conclusiones de los escenarios de producción de H₂ para la implementación de tecnologías PtX:

- El aprovechamiento de 2000 GWh/año de energías renovables en Uruguay, necesitaría la implementación de una potencia instalada de plantas de electrólisis de 291 MW, para garantizar 10 años de producción de 38.241 ton_{H2}/año, lo cual representa un desafío técnico e industrial significativo, tanto a nivel nacional como internacional. Esta configuración estaría entre los tres proyectos más grandes de H₂ verde del país, con un CAPEX estimado en el entorno de los 400 millones de dólares. Esta planta, por su magnitud y complejidad, establecería un hito importante en la industria del hidrógeno y en la transición energética global.
- Una planta de electrólisis de 251 MW (o 291 MW si se sobredimensionara por degradación), requeriría de una potencia instalada de 526-465 MW en generadores eólicos (35% adicional a la potencia eólica existente) o 1297-1067 MW de solar (tres veces más que la potencia de generación fotovoltaica actual). Esta potencia instalada representaría aproximadamente un 3% de la proyectada por la Hoja de Ruta del hidrógeno Verde en Uruguay para la fuente eólica o un 7% para la potencia solar fotovoltaica.
- Para contextualizar la capacidad de la planta de electrólisis, dimensionada en este capítulo (251 MW), se comparó con proyectos de producción de H₂ verde anunciados en Uruguay: representaría un 25% de la capacidad del proyecto HIF (1 GW), superaría en 67% al proyecto Tambor (150 MW), y sería significativamente mayor que los proyectos H24U (5 MW) y Kahirós (2 MW).

4. Capítulo IV: Análisis de la inyección directa de hidrógeno verde al sistema existente de Gas Natural en Uruguay (PtG).

Power-to-gas (P2G) es una tecnología que promete solucionar los problemas de gestión y la intermitencia de las fuentes de energía renovable. P2G 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 o produciendo gas natural sintético con CO₂ capturado [1].

Abordar este objetivo implica que el hidrógeno sea comparado con otros combustibles, es decir, en términos de densidad energética, otros combustibles resultan más interesantes que el hidrógeno debido a que la cantidad de energía que este puede almacenar por unidad de volumen es menor que la de hidrocarburos como el metano, propano, gasolina, entre otros. (ver tabla 16).

Tabla 16. Parámetros energéticos del hidrógeno y otros combustibles [1]

Fuel Type	Energy/Mass Unit (J/kg)	Energy/Volume Unit (J/m ³)	Energy Reserve Factor	Carbon Emission Specific (kgC/kg Fuel)
Liquid hydrogen	141.90	10.10	1.00	0.00
Hydrogen gas	141.90	0.013	1.00	0.00
Fuel oil	45.50	38.65	0.78	0.84
Gasoline	47.40	34.85	0.76	0.86
Jet fuel	46.50	35.30	0.75	-
GPL	48.80	24.40	0.62	-
GNL	50.00	23.00	0.61	-
Methanol	22.30	18.10	0.23	0.50
Ethanol	29.90	23.60	0.37	0.50
Biodiesel	37.00	33.00	-	0.50
Natural gases	50.00	0.04	0.75	0.46
Coal	30.00	-	-	0.50

Podemos observar cómo los combustibles líquidos terminan siendo no solo más interesantes a nivel de densidad energética, sino que cuentan con infraestructuras más desarrolladas para su almacenamiento y transporte. Moléculas no tan complejas como el metanol o el amoníaco podrían tener densidades energéticas mucho mayores que el hidrógeno en cualquiera de sus formas, lo cual representa una ventaja para tecnologías como el Power to Ammonia (P2A) o Power to Liquid (P2L).

4.1. Gas Natural enriquecido con Hidrógeno: propiedades, generalidades, intercambiabilidad e impacto en su implementación.

Las propiedades del gas natural puro son diferentes a las del gas natural mezclado con el hidrógeno, sin embargo, a partir de cierto porcentaje de mezcla, algunas empiezan a ser más significativas, por ejemplo, la densidad del gas, la cual disminuye proporcionalmente a fracción molar de hidrógeno en mezcla, así como también la viscosidad y parámetros energéticos como el poder calorífico [14].

Tabla 17. Propiedades del hidrógeno y del metano. [46], [82], [83],

Propiedades (unidades)	Metano (CH₄)	Hidrógeno (H₂)
Peso molecular (g/mol)	16.04	2.02
Presión crítica (bar)	45.4	13.15
Temperatura crítica (K)	190.65	33.2
Densidad de vapor a 1 bar y 293 K (kg/m³)	0.651	0.0838
Calor específico (–)	1.31	1.4
Energía mínima de ignición (mJ)	0.28	0.02
Temperatura de autoignición en aire (K)	873	833
Límites de inflamabilidad (vol% en aire)	5.3–15	4.1–74
Temperatura de llama adiabática (K)	2226	2318
Difusividad molecular en aire (m²/s). 25°C; 1 atm.	1.6 x 10 ^{–5}	6.1 x 10 ^{–5}
Poder calorífico inferior relativo a peso PCI (kWh/kg)	13.33	33.33
Poder calorífico inferior relativo a volumen - a 1 atm PCI (kWh/m³)	9.72	3.06
Poder calorífico superior relativo a peso PCS (kWh/kg)	14.72	39.44
Poder calorífico superior relativo a volumen - a 1 atm PCS (kWh/m³)	10.83	3.61
Índice de Wobbe (kWh/Sm³)	14.42	12.74

La viscosidad, difusividad y la densidad del gas mezclado afectarían directamente parámetros relativos a su comportamiento fluidodinámico. El gas natural enriquecido con hidrógeno muestra una mayor velocidad de difusión y, por ende, un incremento en el caudal de las fugas (dependiendo del orificio de escape) [84] observó, mediante un modelo matemático, que mezclas de hasta un 50% de H₂ en GN, presentan incrementos aproximados al 35% en el caudal de la fuga.

Cuando se mezcla hidrógeno con metano, la nueva mezcla de gas presenta propiedades diferentes en comparación con metano o hidrógeno puros. Entre las propiedades afectadas se encuentran:

- Densidad: La mezcla de metano-hidrógeno tiene menor densidad que el metano puro, lo que provoca un aumento en la tasa de flujo volumétrico de las fugas de gas.
- Viscosidad: La viscosidad de la mezcla metano-hidrógeno disminuye de forma no lineal a medida que aumenta la concentración de hidrógeno en la mezcla, observándose una reducción significativa cuando la concentración de hidrógeno es superior al 50%. La viscosidad está influenciada en un 5-10% por la temperatura y marginalmente por la presión. (Figura 45)

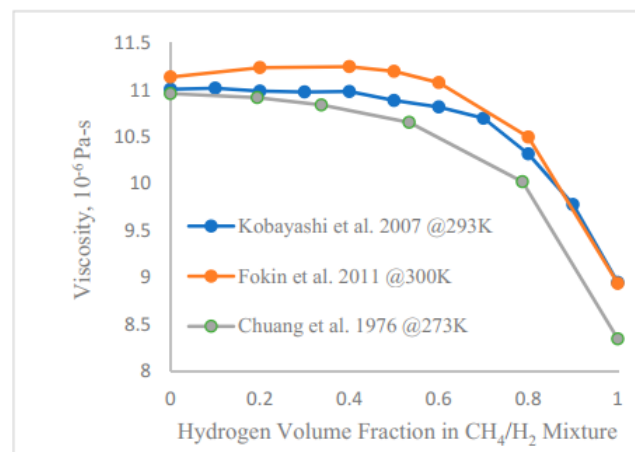


Figura 45. Variación de la viscosidad en mezclas de Hidrógeno con Gas Natural. [14]

- Dispersión y estratificación: Las mezclas de metano e hidrógeno pueden estratificarse en condiciones ventiladas y tender a la homogeneización en condiciones no ventiladas.
- Contenido calorífico: El valor calorífico inferior (LHV) de la mezcla metano-hidrógeno, en términos másicos, se observan variaciones leves hasta un 80% de hidrógeno en mezcla, donde pueden verse incrementos de más del 100% en el PCS. (ver figura 46)

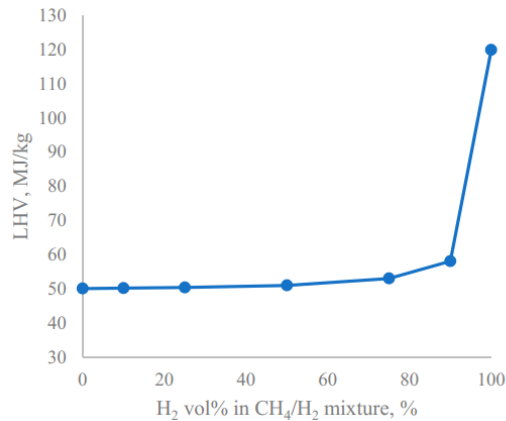


Figura 46. Comportamiento del poder calorífico másico con respecto al % de H₂ en mezcla.
[14]

Las propiedades del gas enriquecido determinarán las estrategias en cuanto a la inyección de hidrógeno, transporte y usos finales, así como los aspectos de seguridad en todo el ciclo. Al momento de la combustión, en el usuario final, el comportamiento del gas en el artefacto está definido por su contenido energético y su densidad relativa. Por lo tanto, el gas mezclado deberá tener un comportamiento similar en los quemadores para poder ser considerado intercambiable sin modificar al artefacto [14], [15].

4.1.1. Flexibilidad del sistema energético mediante el uso de tecnologías Power-to-Gas

Una de las principales ventajas del PtG es su capacidad para aprovechar la infraestructura del gas natural existente, evitando costosas inversiones en nuevas redes de transporte y almacenamiento de energía. Al inyectar hidrógeno en la red de gas, se reduce la dependencia de combustibles fósiles y se optimiza el uso del sistema de transporte de gas, mediante el denominado “gas de inventario” (Linepack, en inglés), que no es más que la capacidad de transporte del sistema: permite almacenar energía en forma de gas natural sin necesidad de infraestructuras adicionales. [13]

Diversos proyectos a nivel mundial han demostrado la viabilidad de la inyección de hidrógeno en redes de gas natural. Por ejemplo, en Alemania y Francia se han desarrollado plantas piloto que combinan energía eólica y PtG [14], [15], logrando una potencial reducción efectiva del uso de Gas Natural y validando la compatibilidad del hidrógeno con la infraestructura gasífera. No obstante, la inyección de hidrógeno en las redes aún enfrenta desafíos técnicos y regulatorios, como la limitación en la concentración permitida de hidrógeno en la mezcla y la necesidad de ajustes en la infraestructura para prevenir problemas como la fragilización por hidrógeno.

A nivel nacional, en Uruguay, la integración de tecnologías PtG podría complementar la estrategia de transición energética, facilitando la gestión de la intermitencia de las fuentes renovables y la adopción de tecnologías limpias en sectores que hoy en día son grandes emisores de CO₂, como el transporte y la industria. Sin embargo, su implementación requerirá un marco regulatorio claro, incentivos económicos y una mayor inversión en investigación y desarrollo.

4.1.2. Mezclas de Hidrógeno y Gas natural en instalaciones existentes (gasoductos, redes).

El uso de hidrógeno verde mezclado con gas natural en instalaciones existentes es una estrategia con un potencial significativo de reducción de emisiones de GEI, SO_x y partículas sólidas en el ambiente [85], [15]. No obstante, la combustión del hidrógeno no puede evitar la producción de NO_x, por lo cual este se considera uno de los desafíos en su uso final, mezclado con GN [17], [10].

Injectar hidrógeno en el gasoducto de gas natural existente o convertirlo en metano puede ser una forma más beneficiosa ya que el almacenamiento y uso de hidrógeno requieren una infraestructura especial. El límite para la inyección directa de hidrógeno en infraestructuras existentes suele ser alrededor del 20% de hidrógeno mezclado en el gas natural. La mezcla de hidrógeno en el gas natural en los gasoductos existentes reduce el índice de Wobbe y cambia su característica de combustión, lo cual resulta en un impacto energético en el consumidor final y posibles modificaciones en los artefactos utilizados para la combustión. [15]

La mezcla de GN con H₂ puede ocurrir en proporciones variables, con porcentajes de mezcla que aumentan con el tiempo a medida que se realizan los avances necesarios en infraestructura y tecnología. Este proceso gradual marca al gas natural como el puente para la incorporación del H₂ a la matriz energética renovable y combustible de la transición.

Mezclas de hasta un 30% molar de hidrógeno con gas natural están siendo proyectadas en países como Australia, Canadá, Alemania, Reino Unido, Estados Unidos, entre otros, sobre todo para abastecer pequeñas zonas residenciales y comerciales (proyectos ejemplo: HyBlend, Fort Saskatchewan, HyNTS). Asimismo, proyectos más ambiciosos como Hy4Heat, HySpirit o HyNet, en Europa, las cuales podrían intentar mezclas aproximadas al 100% de H₂. (ver tabla 18). [14] [15].

Tabla 18. Proyectos de mezcla de Hidrógeno con Gas Natural en el mundo. [14]

Project	Country	Year	Blending Vol%	Trial/Project Size
HyDeploy	UK	2019	20	1500 residentials
East Neuk Power	UK	2020	20	15 GWh energy annually
Aberdeen Vision	UK	2020	2–20	300 residentials
HyNet Northwest	UK	2021	100	30 TWh energy annually
HyNTS Hydrogen Flow Loop	UK	2021	30	-
H21	UK	2018	100	6.4 TWh energy annually
Hy4Heat	UK	2018	100	-
HySpirit	UK	2019	100	-
Zero 2050 South Wale	UK	2020	100	-
Decarbonisation Pathway	UK	2020	100	-
GRHYD	France	2014	20	200 residentials
THyGA	EU	2019	10–100	100 residentials and commercials
WindGas Falkenhagen	Germany	2013	2	-
WindGas Hamburg	Germany	2015	2	-
HyP SA	Australia	2021	5	700 residentials
HyP Gladstone	Australia		10	800 residentials and industrials
HyP Murry Valley	Australia	2021	10	40,000 residentials
Jemena West Sydney	Australia	2018	2	259 residentials
Fort Saskatchewan	Canada	2020	5	2000 residentials
Cummins-Enbridge	Canada	2018	2	3600 residentials
HyBlend	USA	2021	1–30	-
SoCalGas	USA	2020	1–20	-

Es determinante conocer la pureza del hidrógeno al analizar escenarios de inyección total o parcial en redes de gas natural, ya que el funcionamiento de los equipos de los consumidores finales podría verse afectado. Además, una mayor pureza del hidrógeno inyectado aumentaría los costos de producción, ya que implicaría procesos de purificación más intensivos. Actualmente, el grado de pureza necesario para usar el hidrógeno en procesos químicos es del 99.95%. No obstante, al considerar su uso como energético, este nivel de pureza puede variar dependiendo de las necesidades y requerimientos de productores, distribuidores y consumidores finales, determinados principalmente por las aplicaciones en las que se utilizará.

El grado de pureza del hidrógeno producido dependerá de diversos factores y necesidades, determinados por el grado de pureza que se pueda mantener al ser transportado por tuberías y los requerimientos del consumidor final. En un estudio del proyecto HyHeat, se determinó que un grado de pureza de 98% como mínimo sería satisfactorio para cumplir con los requerimientos de todas las partes, siendo un buen equilibrio entre los costos de producción y el efecto de la combustión del hidrógeno en los consumidores finales. En el caso de la inyección de hidrógeno en redes de gas natural, el grado de pureza es más flexible, ya que solo es necesario asegurar un porcentaje de hidrógeno en la mezcla de metano e hidrógeno para cumplir con los requerimientos de la mezcla. [37].

Por otra parte, existen límites legislativos para poder iniciar la transición. Actualmente, como se muestra en la figura 47, el marco normativo en cuanto a las concentraciones de H₂ permitidas en mezcla con GN es bastante reducido y mayormente concentrado en Europa. Asimismo, las cantidades avaladas no superan al 10% [15].

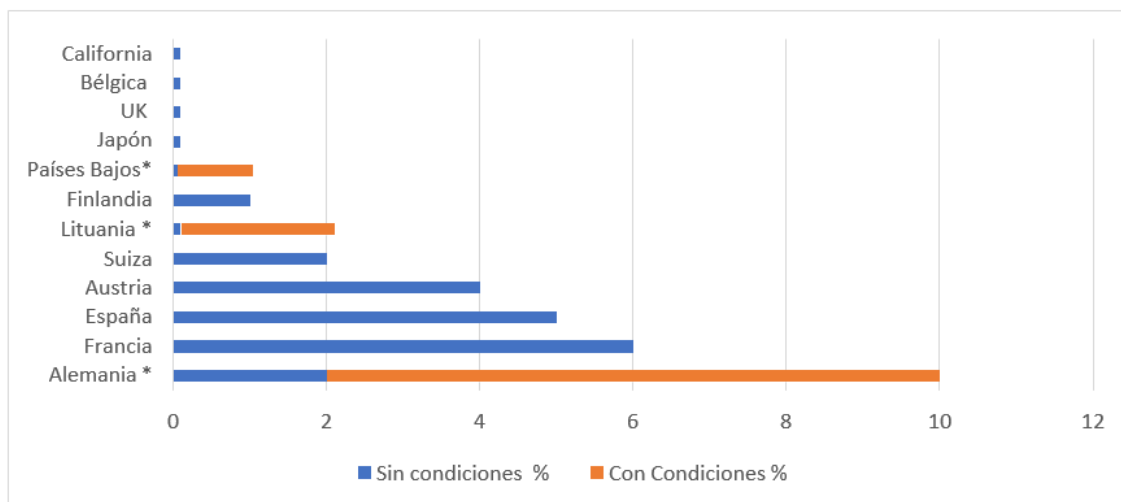


Figura 47. Límites legislativos en mezcla de H₂ con GN. Fuente [15], [37].

Durante las pruebas realizadas en “Hydrogen In Gas GridS”, proyecto ubicado en Huesca, España, no se observaron casos de fragilización por hidrógeno ni otros tipos de daños resultantes de la exposición al hidrógeno en tres escenarios de mezcla: el primero, inyectando 20% de hidrógeno en una red de gas natural. El segundo, 20% de hidrógeno con trazas de impurezas de H₂S y CO₂ y un último aumentando la composición al 30% de H₂ y trazas de impurezas. Esto sugiere que los materiales de tubería más comúnmente utilizados parecen ser adecuados para el servicio de hidrógeno. Sin embargo, es esencial una investigación más profunda para comprender cómo se comportan estos materiales en presencia de hidrógeno. Realizar esta investigación utilizando procedimientos estandarizados es vital para facilitar la certificación de materiales y, en consecuencia, asegurar la preparación de las redes de gas para el transporte de hidrógeno [15], [16].

Mezclar gas natural con hidrógeno verde es una oportunidad de implementación gradual hacia la transición de una economía energética basada en combustibles fósiles hacia una economía del hidrógeno, sin mayor impacto en las infraestructuras existentes para el transporte de gas natural. [15], [16]. En la tabla 19 se muestra una hoja de ruta de implementación gradual, recomendada por el proyecto HIGGS [16] para iniciar la inyección gradual de Hidrógeno en redes existentes de Gas Natural. Asimismo, también plantean la posibilidad de que hidrógeno a transportar no sea

utilizado para la combustión en desde las redes de gas, sino usar estos sistemas existentes de gasoductos para el transporte de hidrógeno y poder aprovecharlo como vector energético en otras aplicaciones posteriores.

Tabla 19. Ruta de implementación gradual, con niveles para incorporar al H₂ en las redes existentes de gas natural [15] [16]

Nivel de H ₂ en GN	Separación de H ₂ del GN	Descripción
0 – 2 vol. %	No	Adición de bajos niveles de hidrógeno a la red de gas existente para facilitar la transición a un sistema energético más limpio. Esta mezcla permite una adaptación gradual utilizando la infraestructura actual sin necesidad de modificaciones extensas.
2 – 30 vol. %	No (hasta 20%) Sí o evaluar (>20%)	Modernización de la infraestructura de gas para manejar mayores niveles de hidrógeno (2 – 30 vol. %) permitiendo el uso continuado de los electrodomésticos existentes. Pueden ser necesarias algunas mejoras, pero este enfoque minimiza las interrupciones y apoya un cambio gradual hacia la energía basada en hidrógeno.
30%-80 vol. %	Sí	Implementación de tecnologías de separación del H ₂ en la red de transmisión para reducir el impacto en los consumidores (Ejm. Membranas de Pd). La infraestructura existente, adaptada para un mayor contenido de hidrógeno, aún puede usarse eficazmente. Su uso en puntos clave permite la distribución y almacenamiento de hidrógeno puro, promoviendo la integración de energías renovables y abriendo el mercado energético.
100 vol. %	N/A	Adaptación de la red de gas para 100% hidrógeno ofreciendo una solución rentable. Aprovechar la extensa red existente minimiza las necesidades de construcción. Esta transición apoya el acceso a energía limpia, utiliza hidrógeno renovable para diversificar la mezcla energética y reduce las emisiones de carbono, alineándose con los esfuerzos globales para la descarbonización/desfosilización.

4.1.3. Análisis de la intercambiabilidad del gas, mediante índice de Wobbe, en la mezcla directa de Hidrógeno en las infraestructuras de Gas Natural.

A continuación, se evaluará cuál será el porcentaje de diferencia de los IW del Gas Natural y de mezclas de GN + H₂.

Los datos para los cálculos se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Propiedades del gas natural e hidrógeno para cálculos del IW. ([86], [87], [49], [40].

Composición			Propiedades		
	Gas Natural	H ₂	PM (M) (kg/kmol)	G Rel aire	PCS (kJ/kmol)
CH ₄	92,80%		16	0,554	890940,99
C ₂ H ₆	4,00%		30	1,356	1560921,9
C ₃ H ₈	0,40%		44	1,562	2221537
n-C ₄ H ₁₀	0,00%		58	2,09	2879028,7
n-C ₅ H ₁₂	0,00%		72	0,626	2221537
H ₂		100%	2	0,0696	286031,29
N ₂	1,80%		28	0,967	0
CO ₂	1,00%		44	1,530	0
O ₂	0,00%		32	1,105	0

Con los datos reflejados en la tabla 20, se procederá a calcular el IW (Ecuación 1) para diversas mezclas de Gas Natural con H₂.

Primero, se procederá a calcular el poder calorífico superior de la mezcla de GN mediante la siguiente expresión:

$$PCS_{GN} = \sum PCS_i \cdot X_i \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

PCS_{GN} será el poder calorífico del gas natural.

PCS_i representará el poder calorífico superior de cada componente.

X_i será el porcentaje molar de cada componente en la mezcla.

Para calcular el poder calorífico de la mezcla enriquecida con H₂ se tomará al Gas Natural como un gas único, el cual será alterado por porcentajes de inyección de H₂, desde el 5% hasta el 100%, mediante la expresión:

$$PCS_{GE} = PCS_{GN} \cdot X_{GN} + PCS_{H_2} + X_{H_2} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

PCS_{GE} es el poder calorífico superior del Gas Natural enriquecido con H₂.

PCS_{GN} es el poder calorífico superior del Gas Natural.

X_{GN} el porcentaje en mezcla de Gas Natural (composición molar).

PCS_{H_2} es el poder calorífico superior del H_2 .

X_{H_2} el porcentaje en mezcla de Hidrógeno (composición molar).

Mediante este mismo esquema de cálculo, se obtuvo la gravedad específica del gas resultante:

$$G_{GE} = G_{GN} \cdot X_{GN} + G_{H_2} \cdot X_{H_2} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

G será la gravedad específica para: el gas enriquecido (GE), el gas natural (GN) y para hidrógeno (H_2). (a 15°C y 1 atm).

Con estas expresiones pudo obtenerse la siguiente tabla de resultados:

Tabla 21. Propiedades del gas natural enriquecido con H_2 .

Propiedad	GN	H2	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	2,00	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
G Rel aire (15°C y 1 atm)	0,607	0,070	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
ρ (Kg/Sm ³ comb)	0,744	0,085	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 (kJ/kmol)	898203	286031	898203	867594	836986	806377	775768	714551	653334	592117	530900	469683	408466	347248	286031
PCS (kcal/Sm ³)	9303	2914	9303	8985	8667	8349	8031	7395	6759	6122	5485	4848	4209	3567	2914
Wobbe (kJ/nm ³)	49943	46219	49943	49341	48737	48132	47528	46327	45151	44028	43012	42206	41837	42484	46219
%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

Puede observarse cómo hasta un 20% de hidrógeno mezclado con una composición promedio de Gas Natural, puede ser intercambiable, cumpliendo con el criterio de +/- 5% [48]. Asimismo, puede verse cómo el PCS de la mezcla, a medida que aumenta la concentración de Hidrógeno, disminuye en términos volumétricos, lo cual indica que deberá suplementarse este requerimiento energético con un volumen extra de mezcla. Esa demanda energética será analizada y calculada en el siguiente capítulo, el cual abordará una propuesta de inyección de hasta un 20% de Hidrógeno en Gas Natural en el sistema uruguayo.

4.1.4. Impacto energético e intercambiabilidad: Desafíos de las tecnologías Power-To-Gas.

La figura 48 muestra un esquema de las diferentes vías de producción de energía junto con los componentes principales utilizados.

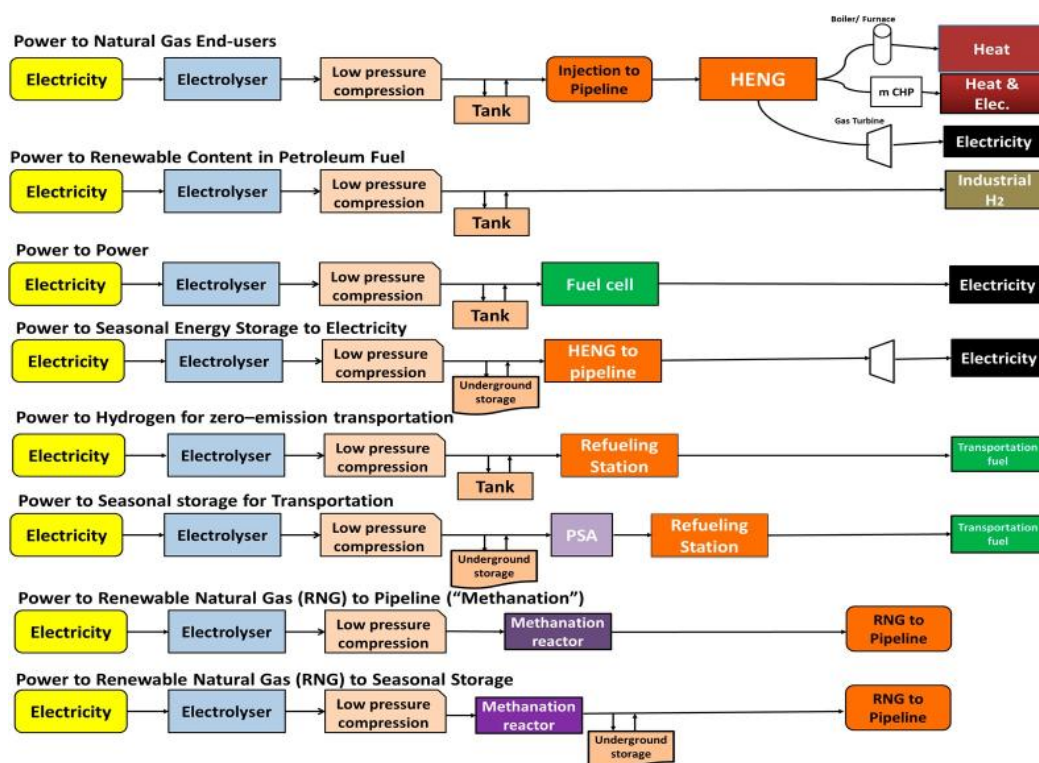


Figura 48. Aplicaciones del Power to Gas. [1]

La tabla 22 indica las eficiencias de las distintas rutas PtX (expuestas en la figura 48) con hidrógeno para los usuarios finales son mayores que la producción de gas natural renovable en reactores de metanación, debido a las tecnologías de conversión energética adicionales que generan más pérdidas y menor eficiencia. Sin embargo, la metanación ofrece potencial para capturar carbono.

Tabla 22. Rutas PtX y su eficiencia actual y futura [1].

Rutas P2X	Tecnologías	Actualidad	Largo plazo
Power-to-Gas al consumidor final	Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión		
	- Inyección a líneas existentes de GN.	59-83%	64-86%
	- Calefacción doméstica	52-76%	56-79%
	- Microgeneración	40-72%	55-74%
	- Turbinas a gran escala.	18-26%	23-31%
Power to Power	Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión, celda de combustible.	17-40%	27-43%
Power-to-Almacenamiento de energía	Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión, almacenamiento subterráneo, gasoductos, termoeléctricas a gas natural.	16-24%	22-29%

Rutas P2X	Tecnologías	Actualidad	Largo plazo
Power-to-Hidrógeno para cero emisión en transporte.	Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión, compresión a alta presión para hidrogeneras.	50-79%	54-82%
Power-to-almacenamiento estacional para transporte	Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión, almacenamiento subterráneo, tecnologías de separación/purificación de hidrógeno. Compresión a alta presión para hidrogeneras.	36-68%	43-66%
Power-To-Metano	Electrolizador, Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión. Planta metanizadora, purificadora de gas natural, inyección a red de gas natural.	40-63%	45-65%
Power-To-Metano estacional	Electrolizador, Electrolizador, almacenamiento y compresión a baja presión. Planta metanizadora, purificadora de gas natural, inyección a red de gas natural.	34-60%	43-58%

Como muestra la tabla 22, la eficiencia promedio del hidrógeno utilizado para calefacción residencial es del 63%, en comparación con el 56% en sistemas micro-cogeneración. Adicionalmente, inyectar hidrógeno a la red existente de GN es más eficiente que producir electricidad a partir de hidrógeno, con una eficiencia eléctrica de retorno cercana al 25%. Se muestra, además, que las celdas de combustible son la mejor opción para generar electricidad a partir de hidrógeno, con una eficiencia del 30% (power-to-power). El transporte basado en hidrógeno tendría una eficiencia promedio del 64%, mientras que el almacenamiento estacional puede reducir la eficiencia general de P2G en un 10%. Es importante mencionar que el SMR ofrecería una eficiencia actual del 70%.

Se espera que, en el futuro, P2G compita con SMR convencional desde una perspectiva técnica. A pesar de que el costo de P2G es más alto que el de SMR, su impacto ambiental debería tenerse en cuenta para lograr competitividad económica. Avances tecnológicos pueden incrementar la eficiencia de las vías P2G, volviéndolas más viables económicamente.

Como se ha expuesto, es el electrolizador la pieza clave para la implementación del P2G, en cualquiera de las rutas que se presente. La figura 49 establece una comparación de la información presentada anteriormente, donde se puede observar que la mezcla de combustibles fósiles con el hidrógeno generado en P2G, ya sea a través de gasoductos o en mezcla directa (Power-to-Liquid, por ejemplo), podría ofrecer eficiencias mayores al 70% en un futuro. Asimismo, se reitera que

la tecnología P2P requerirá mayores estudios para poder pasar de la barrera del 30% de eficiencia global [1].

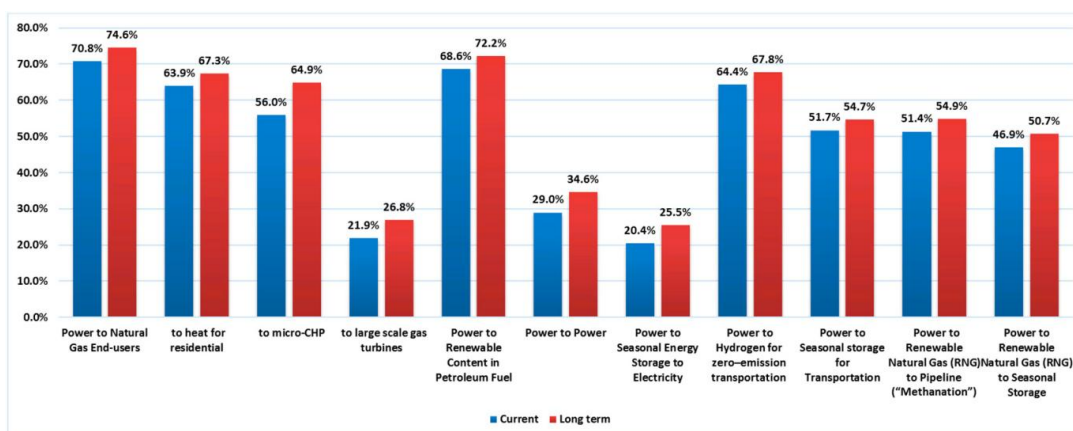


Figura 49. Eficiencias actuales y futuras de las tecnologías P2X. [1]

La factibilidad técnica de la inyección de H_2 en la red de gas natural, dependerá básicamente de 5 factores principales que definirán la tolerancia de cada componente del sistema de transporte y distribución, en relación con su funcionamiento y seguridad para contener el gas natural enriquecido. En primer lugar, la presión de operación, debido a que es la que limitaría la vida útil del material de la cañería y elementos, representando un parámetro de seguridad del sistema. En segundo lugar, el material de las tuberías, que definirá la compatibilidad para el transporte, contención y resistencia a la fatiga (embrittlement), cuya incidencia, además, es proporcional a la presión de trabajo. El tercer factor que definirá la tolerancia son los elementos o componentes del sistema: válvulas, instrumentos de medición, sistemas de compresión, sistemas de odorización. En cuarto orden se ubica el uso final (combustión, transporte de hidrógeno, materia prima petroquímica), ya que este definirá los requerimientos del cliente y definirá el porcentaje de mezcla deseado. Por último, en quinto lugar, se ubicarían los equipos que utilizarán el gas enriquecido, este aspecto definirá si el gas enriquecido es intercambiable por el gas natural [10], [15]

4.1.5. Impacto energético en el consumidor final.

Es importante examinar cómo distintos tipos de consumidores podrían verse afectados por la inyección de hidrógeno en las redes de gas, así como las medidas necesarias para adaptarse a esta situación, ya sea mediante el reacondicionamiento de sus equipos o su reemplazo total. Los consumidores finales se dividen en tres categorías: residenciales, comerciales e industriales, y cada grupo presenta características y requerimientos propios, por lo que se analizan de manera individual.

En la figura 50 se observa que, en el sector residencial, es posible inyectar un máximo de poco más del 20% de hidrógeno, requiriendo modificaciones importantes en los equipos. Sin embargo, para mayores porcentajes de inyección, aún se necesitan investigaciones adicionales. Una excepción a esto son las estufas, que podrían aceptar más del 30% de hidrógeno. En el caso de los sectores comercial e industrial, el porcentaje de inyección aceptado con cambios mayores en los equipos es generalmente mayor que en el caso de equipos residenciales. No obstante, para utilizar una proporción significativa de hidrógeno (superior al 50%, por ejemplo), se requieren estudios específicos, independientemente de la aplicación de uso final.

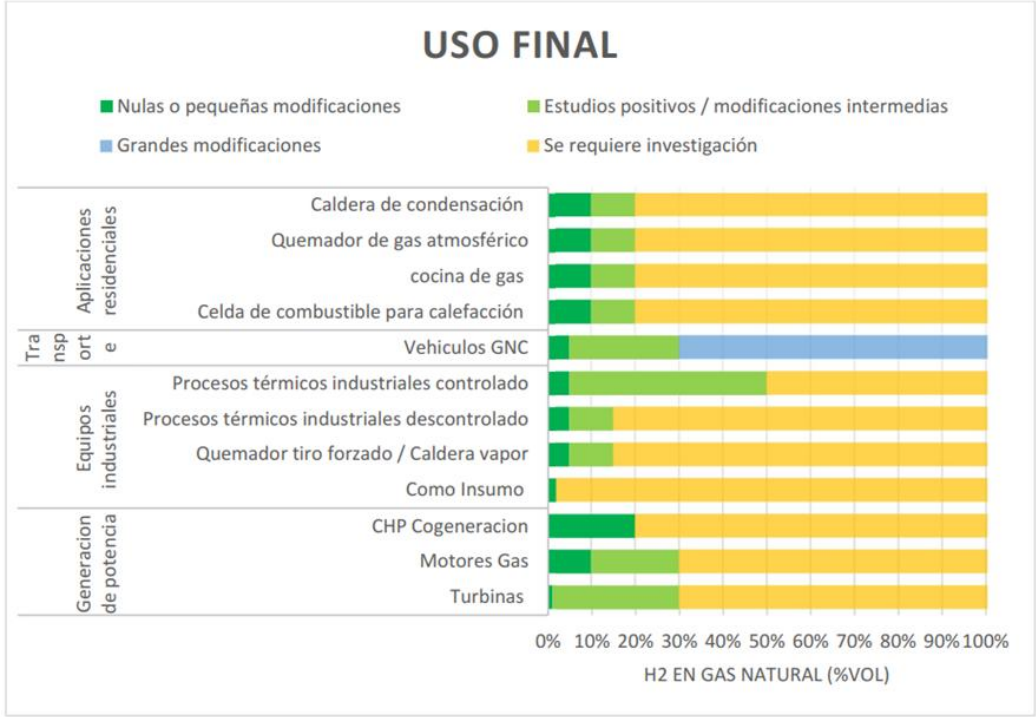


Figura 50. Tolerancia de concentración de H_2 por componente en su uso final en la combustión [10]

Aspectos de seguridad del hidrógeno.

El hidrógeno ha sido utilizado de forma segura durante muchas décadas en diversas industrias, incluyendo aplicaciones químicas y metalúrgicas, la industria alimenticia y el programa espacial. Solo en Estados Unidos, se producen y utilizan más de 9 millones de toneladas de hidrógeno al año sin incidentes asociados a su uso, tanto en aplicaciones químicas como metalúrgicas. [37].

En su estado gaseoso, el hidrógeno es incoloro, inodoro, altamente inflamable y no tóxico [10]. Es fundamental considerar la estandarización de medidas de control de calidad para minimizar los riesgos y prevenir accidentes durante su uso o consumo. Algunos de los riesgos y problemas

de seguridad asociados con el hidrógeno, así como los efectos que genera al ser inyectado en la red de gas natural, incluyen la fragilización (embrittlement), la filtración, la inflamabilidad y la autoignición. Estos efectos pueden impactar principalmente en la materialidad de las redes de gas [15], . En la tabla 23 se citan normativas internacionales indicadas por la URSEA, que serán utilizadas en Uruguay para la elaboración del Reglamento de Seguridad de Proyectos de Hidrógeno. [43].

La seguridad en la manipulación y almacenamiento del hidrógeno, para su uso como vector energético, es un aspecto determinante. Accidentes históricos como el incendio del dirigible Hindenburg en 1937 y la explosión del transbordador espacial Challenger en 1986 han generado cierta cautela en torno al uso del hidrógeno en el transporte. Aunque el hidrógeno es un gas inflamable y, por lo tanto, peligroso, también lo son todos los combustibles en diferentes grados. Por ende, es necesario analizar y comparar el comportamiento del hidrógeno con otros combustibles comunes como la gasolina y el gas natural [21].

Tabla 23. Normativa de referencia sugerida por la URSEA para iniciar el Reglamento de Proyectos de Hidrógeno en Uruguay [43].

Categoría	Normas Internacionales de Referencia
General de la Cadena de valor	• NFPA 2 Hydrogen Technologies code • ASME B 31.12 Hydrogen piping and pipelines • ASME STP-PT-006 Design Guidelines for Hydrogen piping and pipelines
Producción del H₂	• NFPA 2 Hydrogen Technologies Code • ISO 22734 Hydrogen generators using water electrolysis – Industrial, comercial, and residential applications
Acondicionamiento	• ANSI/CGA HGV 4.8-2012 (R2018) Hydrogen gas vehicle fueling station compressor guidelines
Almacenamiento	• ASME (BPVC) Boiler and Pressure Vessel Code • NFPA 2 Hydrogen Technologies Code • EIGA 100/11 Hydrogen Cylinders and Transport Vessels • ISO 19884 Cylinders and tubes for stationary storage • ASME STP-PT-005 Design Factor Guidelines for High-Pressure Composite Hydrogen Tanks • ASME STP-PT-014 – 2008 Data Supporting Composite Tank Standards Development for Hydrogen Infrastructure Applications
Distribución y Transporte	• ASME B 31.12 Hydrogen piping and pipelines • EIGA Doc 121/14 (CGA G-5.6) Hydrogen pipeline systems
Estaciones de dispensado de hidrógeno	• ASME B 31.12 Hydrogen piping and pipelines • NFPA 2 Hydrogen Technologies Code • ISO 19880-1 Gaseous hydrogen - Fuelling stations – General requirements • ISO 19880-2 Gaseous Hydrogen Fueling Station Dispensers • ISO 19880-3 Gaseous hydrogen -- Fueling stations -- Part 3: Valves

Categoría	Normas Internacionales de Referencia
	• ISO 19880-4 Gaseous Hydrogen Fueling Station – Compressors • ISO 19880-5 Gaseous Hydrogen - Fueling Station – Part 5: Hoses • ISO 19880-6 Gaseous Hydrogen Fueling Station – Fittings • ISO 17268 Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices • ISO 13984 Liquid Hydrogen – land vehicle fueling system interface • ANSI CSA HGV4.1 Hydrogen Dispensers • ANSI CSA HGV4.2 Hose and Hose Assemblies for Hydrogen Vehicles and Dispensing Systems • ANSI CSA HGV4.3 Fueling Parameters for Hydrogen Dispensing System • ANSI CSA HGV4.4 Gaseous Hydrogen – Fueling Stations - Valves • ANSI CSA HGV4.6 Manually Operated Valves Used in Gaseous Hydrogen Vehicle Fueling Stations • ANSI CSA HGV4.7 Automatic Pressure Operated Valves for Use in Gaseous Hydrogen Vehicle Fueling Stations • ANSI CSA HGV4.8 Hydrogen Gas Vehicle Fueling Stations Compressor Guidelines • ANSI CSA HGV4.9 Fueling System Guideline • ANSI CSA HGV4.10 Performance of Fittings for Compressed Hydrogen Gas and Hydrogen Rich Gas Mixtures • SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles • SAE J2601/2 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles • SAE J2601/3 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks • SAE J2799 Hydrogen Surface vehicle to station communications hardware and software • EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations

Un parámetro para considerar es el grado de inflamabilidad, es decir, la concentración mínima en la que un combustible se enciende en el aire. El hidrógeno tiene un grado de inflamabilidad del 4,1% (en volumen), en comparación con el gas natural (5,3%) y la gasolina (1%). Sin embargo, el rango de inflamabilidad del hidrógeno es mucho más amplio (4-75%) que el de la gasolina (1-8%) y el gas natural (5-15%). En cuanto al grado de explosividad, el hidrógeno es del 13%, mientras que el gas natural es del 6,3% y la gasolina es de solo el 1,1%. Además, la energía de explosión del hidrógeno es menor que la del gas natural y la gasolina. [10].

Como se mencionó en el capítulo 2, el hidrógeno se presenta como el elemento más liviano y pequeño, y se encuentra en estado gaseoso a condiciones normales. Este elemento es 14 veces más liviano que el aire, lo que permite que ascienda y se disperse con gran rapidez [37]. En caso de una fuga, la difusión del hidrógeno en el aire es mayor que la de la gasolina y el gas natural, reduciendo el riesgo de acumulación en espacios abiertos. Sin embargo, la velocidad de ignición del hidrógeno es mucho mayor, lo que implica que un incendio provocado por hidrógeno se

propaga más rápidamente. Aunque esto puede ser beneficioso en ciertas situaciones, como incendios en vehículos, la explosión de un depósito de hidrógeno en espacios cerrados puede ser más peligrosa si no se toman precauciones adecuadas.

La energía de ignición del hidrógeno es menor en comparación con la gasolina y el gas natural, y su temperatura de autoignición es más alta. En resumen, aunque el hidrógeno presenta ciertos riesgos y desafíos, su comportamiento en comparación con otros combustibles debe ser evaluado cuidadosamente para garantizar su uso seguro y eficiente como vector energético.

Cabe señalar que únicamente a temperaturas muy bajas (-253°C) es posible encontrar el hidrógeno en estado líquido. Además, el hidrógeno se caracteriza por ser un gas incoloro, inodoro e insípido, aunque altamente inflamable y capaz de debilitar algunos metales. En este sentido, se debe mencionar que, en condiciones de combustión, la llama resultante es casi invisible y solo puede ser detectada mediante el uso de cámaras infrarrojas. Por otro lado, otros combustibles como el propano y el gas natural, suelen presentar un olor característico debido a la adición de compuestos azufrados. Dicha adición permite que las personas puedan detectar la presencia de estos gases, lo que no ocurre en el caso del hidrógeno. [10]. En la tabla 24 se resumen estos aspectos de seguridad para tener en cuenta en cuanto a la manipulación y aplicaciones del hidrógeno.

Tabla 24. Aspectos de seguridad para la aplicación de tecnologías del hidrógeno [10], [15], [16].

Aspectos de seguridad	Descripción
Fragilización	El hidrógeno puede disiparse en fracturas o microgrietas de la tubería, reduciendo la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas. Se pueden aplicar diferentes soluciones para reducir los efectos de fragilización, como revestimientos internos, monitoreo constante, estrategias de operación, uso de aceros más dúctiles e introducción de pequeñas cantidades de oxígeno. Sin embargo, la bibliografía consultada señala que el riesgo en la infraestructura de gasoductos es bajo, al momento de adicionar H_2 (20% v/v) tanto en infraestructuras de transporte a MAPO 80 barg [88], como de distribución a media y baja presión, los cuales se construyen de polietileno de alta densidad. [16], [82],
Filtración	La filtración de hidrógeno por las paredes de la tubería puede resultar mayor que la del gas natural, principalmente debido a su tamaño molecular y coeficiente de difusión. Las filtraciones en tuberías varían desde 0.005-0.001%. Sin embargo, el proyecto HIGGS [16] concluyó que en instalaciones existentes de redes de gas natural, las probabilidades de fugas no aumentaron inclusive con H_2 puro.

Aspectos de seguridad	Descripción
Inflamabilidad	El hidrógeno tiene un mayor rango de inflamabilidad (4-75%) y requiere menos concentración de oxígeno para combustionar en comparación con el de la gasolina (1-8%) y el gas natural (5-15%). También tiene una mayor velocidad de combustión y requiere menos energía para iniciar la combustión.
Autoignición	Las temperaturas de autoignición del metano y el hidrógeno son similares (600 °C y 560°C, respectivamente). El hidrógeno es susceptible a la ignición espontánea cuando se libera al aire a baja presión, mientras que el metano es mucho menos susceptible.
Odorante	El hidrógeno es inodoro por lo que se debe agregar un odorante para detectar fácilmente las fugas. Una mezcla de Terc-butil mercaptano y sulfuro de dimetilo, es aplicable tanto al GN como al gas de H ₂ [82]
Colorante	El H ₂ es incoloro al ojo humano y no se puede ver al momento de la combustión, lo que aumenta los riesgos en su manipulación. Resultaría conveniente agregar un colorante que permita visualizar el hidrógeno durante la combustión, especialmente en cocinas residenciales y comerciales. Aditivos aún están en investigación.

El proyecto NaturalHy [89] realizó un estudio detallado de riesgos para escenarios de mezcla de hidrógeno con gas natural de hasta 70%. El estudio se dividió en los siguientes análisis:

Fugas accidentales.

Se determinó que el comportamiento de acumulación de gas en las mezclas era similar al del gas natural [89], [16], [88] sin que se produjera separación del hidrógeno. Sin embargo, debido al mayor caudal volumétrico para el mismo tamaño de liberación, se alcanzaron concentraciones de gas más altas. A pesar de esto, el aumento en la concentración fue menor de lo esperado, ya que la ventilación impulsada por flotabilidad generada por la acumulación también aumentó.

En general, el incremento en la concentración en estado estacionario después de una liberación de una mezcla de metano e hidrógeno en comparación con el metano puro es leve para concentraciones de hidrógeno en el combustible de hasta el 50% (en volumen). Sin embargo, se observa un incremento más significativo en la concentración para concentraciones de hidrógeno superiores al 70% en el combustible, lo que también puede aumentar el volumen de la acumulación inflamable. [89].

Riesgos asociados a la acumulación de gas, incendio y explosión.

En espacios confinados con ventilación, los resultados mostraron que la gravedad de las explosiones aumentaba a medida que se añadía hidrógeno. El incremento fue leve con una adición del 20%, y más significativo para para adiciones de hidrógeno superiores al 45%.

Las explosiones de nubes de vapor en una región compacta de tuberías con composiciones de gas que variaban del 100% metano al 100% hidrógeno también mostraron que la adición de un 50% de hidrógeno aumentaba significativamente las presiones y se observó una transición a la detonación para el 100% de hidrógeno [89], [90]. Estas explosiones, en una región congestionada más larga, mostraron que la adición de un 40% o más de hidrógeno daría lugar a llamas aceleradoras y un potencial de transición a la detonación. En circunstancias de alta congestión y llamas de alta velocidad, se podrían experimentar niveles de sobrepresión perjudiciales incluso con niveles más bajos de adición de hidrógeno. Sin embargo, la reducción de los niveles de congestión tuvo un impacto significativo en la disminución de las sobrepresiones.

Riesgo público en explosiones domésticas.

Con los datos históricos sobre el número de fugas de gas por año, se puede determinar la cantidad de explosiones por año. Con suposiciones pesimistas sobre la probabilidad de ignición, se encontró que la adición de un 20% de hidrógeno podría resultar en un aumento del doble en la frecuencia de explosiones, mientras que para un 50% el aumento podría ser de hasta cuatro veces. Sin embargo, el riesgo actual es muy bajo y, incluso con este aumento, el riesgo sigue estando dentro de los límites generalmente aceptables [89].

El proyecto HIGGS (fuente [16]) realizó una investigación sobre los riesgos de fragilización por hidrógeno y fugas de gas como posibles problemas al reacondicionar la red de gas natural para su uso con hidrógeno. Esto es especialmente pertinente dado las altas presiones a las que opera la red de transporte. Como resultado, se ha establecido una instalación de pruebas dedicada como parte de la estrategia experimental del proyecto. Esta instalación tiene como objetivo evaluar el rendimiento de los materiales utilizados en tuberías, válvulas y una amplia gama de componentes y equipos dentro de la red, centrándose en su compatibilidad con el hidrógeno.



Figura 51. Estación de pruebas de inyección de mezcla dinámica (Izquierda) y estática de H₂ en redes de Gas Natural (proyecto HIGGS [16]).

El proyecto H2SAREA de Nortegas encontró, mediante la inyección gradual de hidrógeno en redes existentes de gas natural, que la red puede transportar hasta un 20% de H₂ en mezcla con GN sin requerir modificaciones en las instalaciones de transporte, entrega, distribución. Este procedimiento constó de 3000 horas de prueba en infraestructuras diseñadas para transportar GN, aumentando de manera progresiva la concentración de hidrógeno (5%, 10%, 15%, 20%) [88].



Figura 52. Estación de pruebas de mezclas de hidrógeno en redes de Gas Natural (Nortegas). [91].

El proyecto NaturalHy [89], al igual que el proyecto HIGGS [16]), plantearía la posibilidad de agregar hasta un 30% en volumen de hidrógeno al gas natural en la infraestructura existente, sin afectar significativamente el riesgo público ni requerir medidas adicionales de mitigación. Asimismo, una adición de 40 a 50% en volumen de hidrógeno sería factible sin aumentar intolerablemente el riesgo público. Sin embargo, se reconoce que en algunas circunstancias el aumento en la gravedad de las explosiones puede ser indeseable y representar un riesgo adicional con necesidades de mitigación mayor.

En cuanto a la adopción de medidas de mitigación, sería prudente su implementación en situaciones donde la gravedad de las explosiones pueda incrementarse, especialmente cuando se introduzca más del 40% en volumen de hidrógeno [89].

Tabla 25. Riesgos a tomar en cuenta a la hora de implementar la mezcla de H₂ en redes existentes de Gas Natural. [89], [15], [16], [88], [82].

Problema	Peligro	Riesgo (después de aplicar controles)	Nivel de Conocimiento	Controles de Riesgo
Intercambiabilidad del Gas	Bajo	Bajo	Comprensión completa de la industria, intercambiabilidad de gases estudiada, conocimientos sobre índice de Wobbe, normativa técnica disponible y aspectos técnicos de combustión en el usuario final conocidos.	Pruebas de calidad regulares del gas suministrado, con efectos mínimos en el PCS y comportamiento del gas hasta 80 bar [16], [88]
Mezcla de gas natural/hidrógeno (hasta 20% v/v): Pérdida de contención - peligros de fuego y explosión	Medio	Bajo	Buena comprensión del efecto de la adición de hidrógeno en Gas Natural hasta un 20% de mezcla. [89], [88]	La red de gas debe cumplir los controles de mantenimiento, protección catódica, gestión de fugas y juntas.
Límite superior de adición de hidrógeno (% vol)	Medio	Bajo	Pruebas a escala completa en dispositivos a gas muestran no hay problemas aparentes con la adición de H ₂ ≤ 20% vol. en el usuario final.	Dispositivos de combustión a gas para hogares mantenidos de manera correcta. Intercambiabilidad controlada.
Transporte de hidrógeno afectando a materiales de infraestructura	Bajo	Bajo	Comprensión avanzada de la industria de los efectos del hidrógeno en los materiales, junto con la experiencia histórica	Regímenes de inspección de integridad de los gasoductos.

Integridad de gasoductos existentes.

A pesar de que el comportamiento a fatiga es la situación más crítica, mezclas de gas con hasta 50% en volumen de hidrógeno podrían ser aceptables dependiendo del tipo de acero y las condiciones de operación. Además, se demostró que la cantidad de roturas de tuberías no aumentaría con la adición de hidrógeno y que el hidrógeno no afecta los revestimientos internos de las tuberías [89], [15] y [16].

4.2. Propuesta de inyección de hidrógeno verde en redes existentes de gas natural Uruguay.

Consumo actual de gas natural en Uruguay.

El gas natural se mantiene representando en el 1% del consumo energético del país, según datos del BEN 2023 [60]; el equivalente aproximado a 70MM Sm³/año. En Uruguay, el gas natural es

una fuente madura dentro de la matriz energética (más de 22 años) pero su consumo marginal se debe principalmente a que el único proveedor del combustible es Argentina, lo que impide que las condiciones sean atractivas para penetrar el mercado nacional.

Esta desventaja podría ser una oportunidad de mercado para incursión del hidrógeno verde en el mercado energético uruguayo, ya que ayudaría en el proceso de transición para incluir nuevos actores y proveedores del combustible, mientras se enriquece la red actual con porcentajes de H₂.

4.2.1. Dimensionamiento básico de una planta de producción de hidrógeno destinado a la mezcla en redes existentes de GN.

Parámetros que se tomarán en cuenta para dimensionar la planta de producción de hidrógeno verde:

- a) Definir los porcentajes de mezcla de hidrógeno en la red de Gas Natural.
- b) Caudal de producción de hidrógeno (kg/h).
- c) Datos de consumo energético de la planta y potencia de planta de electrólisis.
- d) Tasas de degradación de los electrolizadores.
- e) Agua consumida.
- f) Superficie requerida para la instalación.
- g) Presión requerida para inyectar en la red.

Para estimar el total de hidrógeno que se requerirá en la red de gas natural existente, se tomó un promedio de Gas Natural importado en Uruguay desde 2020 hasta 2022, el cual se ubicó en 67 ktep (72.000.000 Sm³_{GN}/año a 9300 kcal/Sm³) [44] [61]. Se considerará que la planta operará con potencia instalada que suministra a la red eléctrica nacional (on-grid).

Dado que las últimas investigaciones indican que la inyección de hasta un 20% de Hidrógeno en redes existentes de Gas Natural no tendría impactos mayores en el consumidor final, y que actualmente hay legislaciones a nivel mundial que ya contemplan más del 5% de inyección de Hidrógeno en sus redes, se decidió realizar el dimensionamiento para tres escenarios de mezcla: 5%, 10% y 20% v/v de Hidrógeno en Gas Natural [16], [37], [14], [1]).

En primer lugar, se debe entender que el volumen de Gas Natural consumido estimado a lo largo de un año (72.000.000 Sm³_{GN}/año), es realmente una demanda energética, la cual se calculará utilizando un PCI de **9,72 kWh/Sm³ GN** (Tabla 17):

$$E_{req} \left(\frac{GWh}{año} \right) = Vol_{GN} \cdot PCI_{GN} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

E_{req} : Representa el requerimiento energético por año (GWh/año)

Vol_{GN} : Es el volumen de GN que cubriría la demanda energética ($Sm^3_{GN}/año$).

PCI_{GN} : Poder calorífico inferior del GN (GWh/ Sm^3)

Sustituyendo en la ecuación 19: Se requerirán **699,84 GWh** por año para cubrir la demanda energética de Gas Natural estimada.

Para poder calcular el volumen de hidrógeno requerido en la mezcla con GN (Vol_m), se deberá tener como valor base este requerimiento energético, por lo cual, la ecuación 20 quedaría expresada ahora de la siguiente manera:

$$E_{req} = Vol_m \cdot PCI_m \quad \text{Ecuación 19}$$

Siendo PCI_m el poder calorífico de la mezcla (GN e hidrógeno). Para calcular el volumen de la mezcla, bastará con sumar el volumen estándar de hidrógeno y el volumen estándar de Gas Natural, entonces:

$$Vol_m = Vol_{H2} + Vol_{GN} \quad \text{Ecuación 20}$$

Por lo tanto, el volumen estándar que ocupa cada componente de la mezcla dependerá de la concentración de cada uno (C_{GN} y C_{H2}), lo cual se expresa en las ecuaciones 20 y 21:

$$Vol_{H2} = C_{H2} \cdot Vol_m \quad \text{Ecuación 21}$$

$$Vol_{GN} = C_{GN} \cdot Vol_m \quad \text{Ecuación 22}$$

Si E_{req} en una mezcla representa la sumatoria del aporte energético de cada uno de sus componentes, entonces la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$E_{req} = (Vol_{GN} \cdot PCI_{GN}) + (Vol_{H2} \cdot PCI_{H2}) \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

E_{req} : Representa el requerimiento energético por año (**699,84 GWh/año**)

Vol: Es el volumen de GN o Hidrógeno, en $\text{Sm}^3/\text{año}$.

PCI: Poder calorífico inferior en kWh/Sm^3 .

C: sería la concentración de GN y H_2 en la mezcla.

*Se considera estándar (S) a las condiciones en las que el volumen es expresado: 15°C y 1 atm.

Sustituyendo las ecuaciones 22 y 23 en la ecuación 24, resulta:

$$E_{req} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) = (\text{Vol}_m \cdot \text{PCI}_{GN}) \cdot C_{GN} + (\text{Vol}_m \cdot \text{PCI}_{H_2}) \cdot C_{H_2} \quad \text{Ecuación 24}$$

Por lo tanto, la energía requerida en una mezcla donde el 5% sea Hidrógeno, la ecuación será:

$$E_{req} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) = (\text{Vol}_m \cdot \text{PCI}_{GN}) \cdot 0,95 + (\text{Vol}_m \cdot \text{PCI}_{H_2}) \cdot 0,05 \quad \text{Ecuación 25}$$

Despejando Vol_m resulta:

$$\text{Vol}_m = \frac{699,84 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}}{\text{PCI}_{GN} \cdot 0,95 + \text{PCI}_{H_2} \cdot 0,05} \quad \text{Ecuación 26}$$

$$\text{Vol}_m = \frac{699.840.000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}{9,72 \frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3} \cdot 0,95 + 3,06 \frac{\text{kWh}}{\text{Sm}^3} \cdot 0,05}$$

$$\text{Vol}_m = 74.554.171 \frac{\text{Sm}^3}{\text{año}} ;$$

(Volumen total de mezcla para C_{H_2} 5%)

Tabla 26. Volúmenes que componen las mezclas de GN e hidrógeno.

Porcentaje de H_2 en la Mezcla	Vol_m Volumen Total de la Mezcla (Sm^3)	Volumen de Hidrógeno (H_2) (Sm^3)	Volumen de Gas Natural (GN) (Sm^3)	Disminución de uso de Gas Natural (Sm^3)
5%	74.554.171	3.727.709	70.826.462	-1.173.538
10%	77.296.223	7.729.622	69.566.600	-2.433.400
20%	83.433.476	16.686.695	66.746.781	-5.253.219

Tabla 27. Producción de hidrógeno requerida por año para cada escenario de mezcla. Densidad H₂ estándar: 0,0838 kg/Sm³ (Tabla 17)

Porcentaje de hidrógeno en GN	Volumen de hidrógeno requerido (Sm ³ /año)	Masa de hidrógeno requerida (t/año)
5%	3.727.709	312,38
10%	7.729.622	647,74
20%	16.686.695	1398,35

Tabla 28. Datos de electrolizadores clasificados por fabricante. [92]

Company	Country	Type	Model	Capacity [Nm ³ /hr]	H2 Output Pressure [barg]	H2 Purity [%]	Electrical Consumption [kWh/kgH ₂]	HHV Efficiency [%]
Acta	Italy	AEM	EL1000	1	29	99.94	53.2	74.0%
AREVA H2 Gen	France	PEM	E120	120	35	99.999	53.8	73.2%
Erredue	Italy	Alkaline	G256	170	30	99.5	59.5	66.2%
H-TEC SYSTEMS	Germany	PEM	EL30/144	3.6	29	N/A	55.4	71.1%
Hydrogenics	Belgium, Canada	Alkaline (PEM in dev.)	HyStat60	60	10	99.998	58.2	67.7%
Idroenergy	Italy	Alkaline	Model120	80	5	99.5	62.7	62.8%
ITM Power	UK	PEM (AEM in dev.)	HGas1000	132 (Peak: 462)	19 (Opt. 79)	99.999	N/A	N/A
NEL Hydrogen	Norway	Alkaline	A485	485	Atm.	>99.9	42.5 - 49.3	79.9% - 92.6%
McPhy	France	Alkaline	McLyzer	60	12	>99.5	57.8	68.1%
Proton OnSite	USA	PEM	Hogen C30	30	30	99.9998	65.0	60.6%
Siemens	Germany	PEM	SILYZER200	225	34	99.5	N/A	65% - 70%
Teledyne Energy System	USA	Alkaline	EL-N	500	9	99.999	N/A	N/A
Wasserelektrolyse Hydrotechnik	Germany	Alkaline	EV150	220	Atm.	99.9	59.1	66.6%

La mayoría de los fabricantes de electrolizadores, como se muestra en la tabla 28, ofrecen sus productos en parámetros horarios de producción, por lo cual el primer cálculo será estimar la producción por hora, en un año base (8760 h).

$$\dot{Q}_{\frac{kg}{h}} = \frac{Q_{\frac{ton}{año}}}{8760 \frac{h}{año}} \cdot 1000 \frac{kg}{ton} \quad \text{Ecuación 27}$$

La producción másica horaria de hidrógeno requerida, para los tres escenarios de mezcla, se muestra en la tabla 29.

Tabla 29. Producción de hidrógeno calculada con la ecuación 28 y tabla 27.

Porcentaje de hidrógeno en GN	Producción de hidrógeno requerida (kg/h)
5%	35,66
10%	73,94
20%	159,63

Tabla 30. Consideraciones iniciales de diseño Fuente: [93], [79], [65], [92].

Electrolizador	Consumo (kWh/kg _{H2}) *	Eficiencia (%)	Agua estequiom. req. (L/kg H ₂)	Agua total del proceso (L/kg H ₂) **
EAL	62,7-59,5	62-66	9	22
PEM	52,3	60-70	9	18

* El consumo energético se estimó para casos de máxima pureza de hidrógeno (99,5% EAL, 99,9 PEM) y 30 bar de presión de salida)

** El agua total del proceso contempla el exceso utilizado en el proceso de electrólisis, el cuál estima arrastre y evaporación, así como la estimación de pérdidas por el tratamiento del agua de red (total +60-50%). [65]

Con estos valores iniciales, se procedió a calcular la potencia requerida para cada escenario:

$$Potencia\ req.\ (MW) = Consumo\ energético\ \left(\frac{MWh}{kgH_2}\right) \cdot \dot{Q}_{\frac{kg}{h}} \quad \text{Ecuación 28}$$

El valor de potencia del electrolizador representa la disponibilidad de la planta durante el año de operación. Se asumirá que cubrir la demanda energética por la planta de electrólisis, requerirá una potencia corregida en el escenario on-grid, considerando que la planta estará conectada a la red eléctrica nacional o de otras fuentes de almacenamiento eléctrico (FC_e 91%). Los resultados para cada escenario se muestran en la tabla 31.

$$Pot_{req}(MW) = \frac{\left(Consumo\ energético\ \left(\frac{MWh}{kgH_2}\right) \cdot \dot{Q}_{\frac{kg}{h}} \right)}{FC_e} \quad \text{Ecuación 29}$$

Tabla 31. Potencias requeridas para la planta de electrólisis.

Potencia Requerida (MW) - Corregida				
Escenario de mezcla H₂/GN	FCe	5%	10%	20%
AEL	91%	2,39	4,96	10,70
PEM	91%	2,05	4,25	9,17

Adicionalmente, deben tomarse en cuenta los valores de degradación de los electrolizadores. Para la electrólisis PEM, los valores de degradación pueden ser superiores, rondando los 0,2%/1000h [79]. Valores inferiores pueden observarse en la electrólisis alcalina, rondando los 0,12%/1000h. Esto podrá inferir cuál será el valor de potencia requerida tras 10 años de operación:

Tabla 32. Potencia requerida debido a la degradación ($P_{req\ deg}$).

Potencia Requerida (MW) a 10 años de operación				
Escenario de mezcla H₂/GN	FC	5%	10%	20%
AEL	91%	2,62	5,43	11,72
PEM	91%	2,38	4,93	10,64

1. Se puede utilizar la relación de $0,2m^3_{AGUA}/h$ por 1 MW de potencia de electrolizador [64]. (ver tabla 33).

Tabla 33. Agua requerida, calculada por la potencia del electrolizador.

Agua requerida (L/h)				
Escenario de mezcla H₂/GN	FC	5%	10%	20%
AEL	91%	478,08	991,33	2.140,07
PEM	91%	409,89	849,94	1.834,85

2. Puede calcularse también por la cantidad de hidrógeno requerido. En ese caso, la relación sería 20 L/kg_{H₂} para la AEL y 18 L/kg_{H₂} (tabla 12), lo cual es indiferente del factor de capacidad de la planta. Los resultados para cada escenario se presentan en la tabla 34. [65]

Tabla 34. Agua requerida, calculada por la capacidad de producción de hidrógeno.

Agua requerida (L/h)			
Escenario de mezcla H₂/GN	5%	10%	20%
AEL	784,52	1.626,75	3.511,83
PEM	641,88	1.330,98	2.873,31

Estos valores son esperables, debido a que la AEL consume más agua que la tecnología PEM debido, principalmente, a la necesidad constante de purgas y alimentación de refrescamiento para mantener la calidad del electrolito alcalino en base agua y pérdidas asociadas a temperaturas altas. Estas purgas y procesos auxiliares implican un uso adicional de agua, además de la que se utiliza como alimentación al proceso, incrementando el consumo global en comparación con sistemas PEM, que operan con menor necesidad de mantenimiento y menor volumen de agua perdida. [65]

Para estimar el área requerida, se tomaron valores conservadores para la electrólisis alcalina de 50m²/MW y un 25% menos para la electrólisis PEM 38 m²/MW. Estos valores pueden ser más representativos en plantas del orden de 100-500 MW. En plantas de mayor envergadura (1GW por ejemplo), este valor podría ascender a 130 m²/MW para la tecnología PEM y 170 m²/MW para la AEL [80].

Tabla 35. Área requerida calculada para electrólisis AEL y PEM.

Área requerida (m ²)					
Escenario de mezcla H ₂ /GN	FCe	Base de cálculo (m ² /MW)	5%	10%	20%
AEL	91%	50	119,52	247,83	535,02
PEM	91%	38	77,88	161,49	348,62

4.2.2. Estimación de reducción de emisiones de CO₂.

Para calcular la reducción de emisiones de la mezcla de H₂ en las redes existentes de GN, iniciaremos por recopilar información de la tabla 27 (producción de hidrógeno) y calcularemos el % de disminución de uso de GN, mostrándose los resultados en la tabla 36:

Tabla 36. Reducción del uso de GN inyectando H₂ en redes existentes.

Porcentaje de H ₂ en la Mezcla	Disminución de uso de Gas Natural (GN) (Sm ³)	% disminución de uso de GN
5%	-1.173.538	1,63
10%	-2.433.400	3,38
20%	-5.253.219	7,30

Las emisiones de CO₂ fueron calculadas con el mismo factor de emisión reportado en el BEN 2022 (Gas natural: 56100 kgCO₂eq/TJ. [44]). El valor asumido será: **0,2019 kgCO₂eq/kWh**.

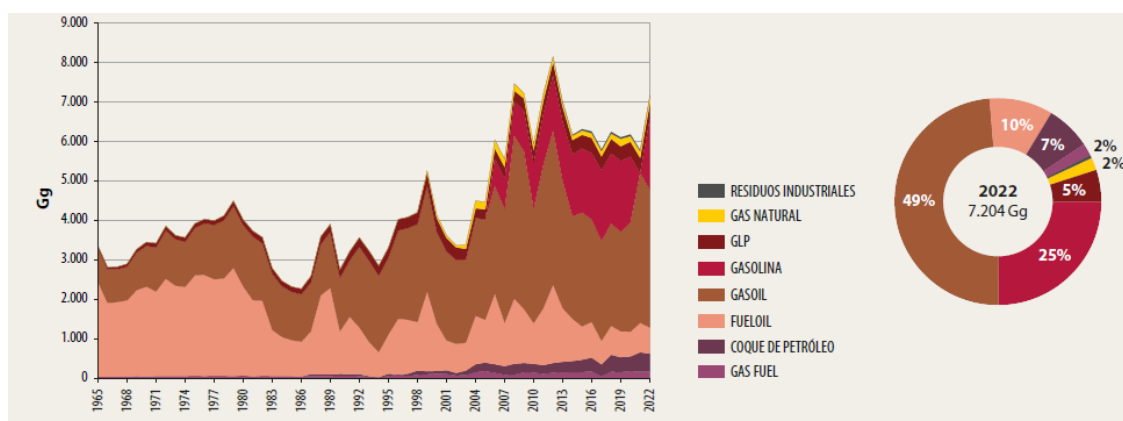


Figura 53. Emisiones de CO₂ por fuente. [44]

En Uruguay, las emisiones totales de CO₂ en Uruguay se ubicaron en 7.204 kton de acuerdo con valores del BEN 2022 y 7099 kton según datos de 2023. Se tomó un promedio de estos dos valores (7.152 ktonCO₂eq) para estimar el total de aporte de emisiones de CO₂ por uso de GN. El consumo de GN contribuye aproximadamente con aproximadamente el 2% de estas emisiones con 153,6 ktonCO₂ [44] [60] (Ver figuras 53 y 54).

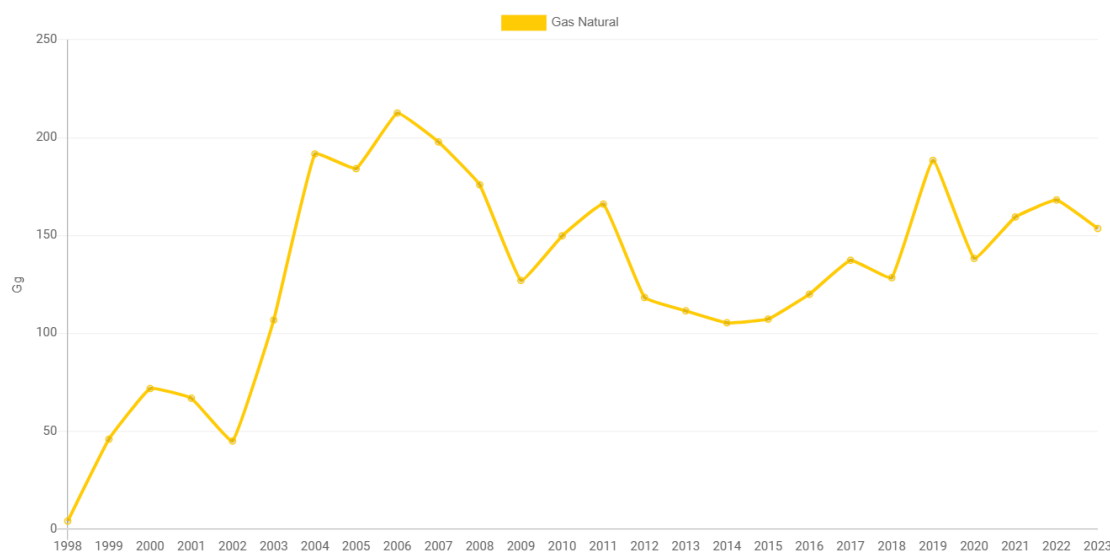


Figura 54. Emisiones de CO₂ provenientes del GN en Uruguay. [60] [94]

Los valores que se muestran en la tabla 37 indican que a medida que se incrementa el porcentaje de H₂ (hasta un 20% de H₂) en el Gas Natural, puede disminuirse la cantidad de emisiones hasta 0,131 MtonCO₂ (7,3% menos que con gas natural puro), lo cual representaría un 1,83% del total de emisiones de CO₂ de Uruguay.

Tabla 37. Resultados potenciales de la inyección de hidrógeno en el sistema de GN: disminución de emisiones de CO₂ en el sistema de gas natural y porcentaje de emisiones respecto del total del sector energético.

% mezcla H ₂	Volumen GN (Sm ³)	Aporte energético (kWh)	Emisiones de CO ₂ (kgCO ₂ eq)	Emisiones de CO ₂ (MtCO ₂ eq)	Disminución de emisiones de CO ₂ por disminución de uso de GN	Emisiones del uso del GN respecto al total (7,152 MtonCO ₂ eq)
0%	72.000.000	699.840.000	141.227.712	0,141		1,9747%
5%	70.826.462	688.433.211	138.925.822	0,139	1,63%	1,9425%
10%	69.566.600	676.187.352	136.454.608	0,136	3,38%	1,9079%
20%	66.746.781	648.778.711	130.923.544	0,131	7,30%	1,8306%

Los valores obtenidos para el caso de Uruguay pueden ser comparados con la figura 55, llegando a valores prácticamente iguales para los porcentajes de mezcla calculados y reportados en la tabla 37.

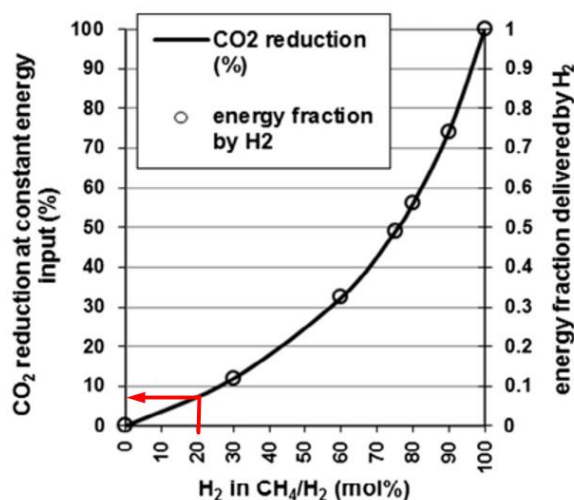


Figura 55. Gráfica de estimación de emisiones de CO₂. [95].

4.2.3. Costos de inversión.

La tecnología alcalina, más hoy en día, se estima en un costo medio de 900 dólares por kW y destaca por su rendimiento eficiente y tecnología madura, generando aproximadamente 0,02 kg de hidrógeno por cada kWh [96]. Por otro lado, la tecnología PEM, menos económica en la actualidad, con un costo entre 1400 y 2000 dólares por kW, promete mejoras sustanciales en eficiencia y costo con el tiempo, con la meta de igualar los precios de los sistemas alcalinos para el 2030 [96], [79].

Sin embargo, entra en juego la influencia significativa de las economías de escala en la disminución de los costes de estos sistemas. A medida que se incrementa la producción anual, el

costo por kW de los electrolizadores PEM se reduce notablemente, evidenciando una tendencia de descenso en el precio, tanto para las unidades más pequeñas de 200 kW, como para las más grandes de 1 MW. Esta variación es claramente observable en la descomposición de costos que se divide entre la celda y el balance de planta, revelando que, por ejemplo, al alcanzar la producción de 1.000 unidades anuales de H₂, el costo por kilovatio puede llegar a aproximadamente 469 dólares para electrolizadores de 200 kW y hasta 196 dólares para los de 1 MW [96].

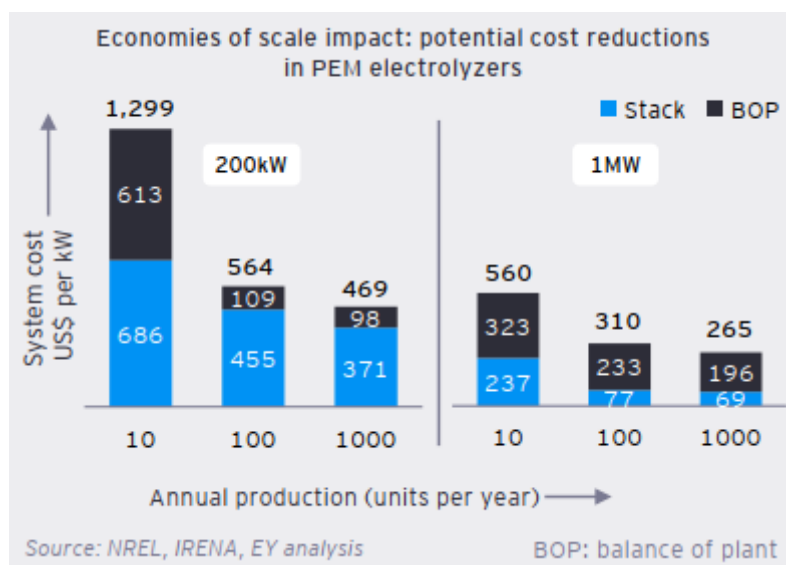


Figura 56. Costos de la electrólisis PEM: impactos de la economía de escala [96]

Los factores determinantes de la competitividad en costos de estos sistemas incluyen no solo el precio inicial del electrolizador, sino también su eficiencia operativa, el precio de la electricidad renovable, la vida útil de los equipos y las horas de carga completa. Las tendencias actuales indican un aumento en la eficiencia de los electrolizadores y en las horas de plena carga, mientras que los costos asociados a los electrolizadores, la electricidad renovable y el capital promedio ponderado están en una trayectoria descendente. Estas dinámicas subrayan la importancia del crecimiento a escala para lograr reducciones significativas de costos, pasando de procesos de ensamblaje manuales a semiautomatizados, y apuntan hacia una optimización en el proceso de producción al aproximarse a un volumen de 1 GW anual [96]. El proyecto HIGGS [16] estima que estaciones de compresión, con capacidades entre 5 y 50 MW, podrían costar entre 27.5 y 220 millones de dólares. Sin embargo, para el caso de H₂ destinado a aplicaciones PtG, no se encuentra literatura sustancial que establezca el capital específico de compresión [97]. Por su parte, el costo de almacenamiento comprimido se ha estimado en aproximadamente 248 USD/m³ para plantas de 10MW de producción y un tiempo de almacenamiento de 1 semana . [98]

Costos de inversión: Costos de instalaciones de compresión y almacenamiento.

El costo de inversión, de una manera muy resumida, se estima incluyendo el costo del stack (electrolizadores), el costo de compresión y el costo de almacenamiento.

Para los cálculos de la inversión, los cuales englobarían los costos de la celda, de compresión y de almacenamiento, se utilizaron los valores de 900 USD/kW para la AEL [96] y 1446 USD/kW para la PEM [79].

Puede observarse cómo los costos de inversión de la mezcla del H₂ con las redes de gas natural existentes en Uruguay, terminan siendo menores a los que representarían la aplicación tecnologías PtX para el aprovechamiento de los excedentes de energía renovable.

Tabla 38. Costo de inversión calculado

Costos de inversión (MMUSD)					
Tecnología	FCe	Base de cálculo (USD/kW)	5%	10%	20%
AEL	91%	900	2,15	4,46	9,63
PEM	91%	1.446	2,96	6,15	13,27

El costo de la energía eléctrica, el cual es un parámetro operativo, por lo cual no se incluirá en el costo de inversión, dependerá de la fuente, pero puede estimarse en un promedio de 20 USD/MWh de energía producida (valor proyectado a 2030, ver tabla 14) [79], [31]. La energía consumida se calculó con la potencia requerida sobredimensionada por degradación ($Pot_{E\ deg}$ – Tabla 32). Para este cálculo se seguirá la siguiente expresión:

$$Costo_{En}(USD) = Pot_{E\ deg} MW \cdot 20 \frac{USD}{MWh} \cdot 8760 \frac{h}{año} \quad \text{Ecuación 30}$$

Tabla 39. Costo de energía de acuerdo con la potencia del electrolizador instalado.

Costo de energía (USD) - de acuerdo con la potencia del electrolizador sobredimensionada por degradación (mantener la producción de H ₂)				
Escenario de mezcla H ₂ /GN	FCe	5%	10%	20%
AEL	91%	458.859,73	951.472,42	2.054.037,06
PEM	91%	416.314,56	863.252,51	1.863.588,07

4.2.4. Evaluación del punto de instalación de la planta de electrólisis: ventajas y desventajas de los posibles puntos de inyección en el sistema de Gas Natural de Uruguay.

Para poder determinar un punto plausible para la inyección de H_2 en el sistema, se tendrán que tomar en cuenta desafíos intrínsecos de esta mezcla, que abordan perspectivas operacionales, de seguridad de los procesos, de integridad de las instalaciones, económicas y regulatorias.

A nivel operacional, deberán tomarse en cuenta los impactos sobre el sistema, relacionados con la fluctuación de la presión, la calidad del gas, límites técnicos como la MAPO o de infraestructura (características de los sistemas de transporte, distribución, estaciones de regulación, entre otros). En cuanto a la seguridad de los procesos, será conveniente evaluar aspectos como la fatiga del material, puntos de fuga en la cañería, o en componentes de los accesorios, como juntas, sellos; protocolos de control de incendios, impactos ambientales como la reducción de emisiones. Aspectos económicos como la viabilidad de la separación del H_2 del gas natural o de la combustión de la mezcla, nuevas instalaciones como plantas de electrólisis o estaciones de compresión y almacenamiento. En el usuario final, la variación del índice de Wobbe determinaría aspectos de intercambiabilidad que afectarían la eficiencia de la combustión y la característica de los artefactos [15], [40].

El hidrógeno producido mediante electrólisis podría inyectarse en cualquier sección de gasoductos existentes en el Uruguay (transporte o distribución), dependiendo de algunos aspectos que deben tenerse en cuenta:

1. Cercanía con los cuerpos de agua:
 - a. Tanto el gasoducto Paysandú (Litoral), como el gasoducto Cruz del Sur (Costa sur de Uruguay), se encuentran próximos a cuerpos de agua como el río Uruguay y el Río de la Plata, respectivamente.
 - b. El agua podría tomarse de pozos perforados para obtenerla de los acuíferos.
 - c. El tratamiento previo del agua para la electrólisis está fuera del alcance de este documento, sin embargo, debe considerarse a la hora del diseño de la planta de electrólisis y, por ende, de la conexión con el gasoducto.
2. Condiciones de operación de los gasoductos:
 - a. Los gasoductos Litoral y Gasoducto Cruz del Sur, como sistemas de transporte, trabajan a máximas presiones de operación (MAPO) mayores a 24,5 bar.
 - b. Las redes de distribución, donde se recibe el gas transportado por gasoductos, trabajan a media presión (4 bar).

3. Materiales que componen las cañerías y accesorios de los sistemas de transporte y distribución de gas natural.

A continuación, se mencionan características de los sistemas de transporte y distribución de gas natural que podrían incurrir en ventajas y desventajas a la hora de determinar la ubicación del punto de inyección de H_2 en el sistema. [40], [15], [82], [44].

Segmento de transporte: Gasoducto Cruz del Sur (Sur del Río Negro), Gasoducto Litoral (Paysandú).

MAPO: >24,5 bar.

Capacidades de transporte:

Gasoducto Cruz del Sur: 5.000.000 Sm³/día

Litoral: 1.000.000 Sm³/día

Material de las cañerías: Acero al carbono.

Zona: Rural.

Tabla 40. Ventajas y desventajas de la inyección de H₂ en el sistema de transporte (P > 24,5 bar).

Ventajas	Desventajas
1. Inyección de hidrógeno en el sistema total de Gas Natural de Uruguay (zona sur). 2. Mayor capacidad de transporte de H₂. 3. El troncal del Gasoducto Cruz del Sur, particularmente, comparte servidumbre con la red eléctrica de Alta Tensión (UTE), por lo tanto, tendría proximidad al servicio eléctrico en casos de que la planta de electrólisis se conecte a la red. 4. Cercanía a cuerpos de agua, lo cual implicaría que la planta de electrólisis podría construirse cercana al gasoducto. 5. Riesgo de interferencias con terceros en las instalaciones de inyección de H₂ disminuido por ubicarse en zonas rurales (daños a la cañería por trabajos de excavación o intervención del suelo no asociados al transporte de gas natural).	1. Las presiones de transporte obligan a que el H₂ pase por sistemas de compresión, con las particularidades de costos de inversión y operación respectivas de dichas instalaciones. Sin embargo, tecnologías como la electrólisis Alcalina y PEM podrían producir H₂ a más de 30 bar, lo cual ameritaría inversión adicional en la planta de electrólisis para evitar compresión en la red de hidrógeno. 2. La presión de transporte es un factor determinante, directamente proporcional a la incidencia de la fatiga del acero por hidrógeno.

Segmento de transporte – Ramal regulado (zonas metropolitanas – Reguladora Montevideo): Gasoducto Cruz del Sur.

MAPO: 24,5 bar

Capacidades de transporte:

Gasoducto Cruz del Sur: 5.000.000 Sm³/día

Material de las cañerías: Acero al carbono.

Zona: suburbana, industrial.

Tabla 41. Ventajas y desventajas de la inyección de H₂ en el sistema de transporte – Ramal regulado (P = 24,5 bar).

Ventajas	Desventajas
1. Inyección de H₂ en la mayor parte del consumo de gas natural en Uruguay. 2. Capacidad de transporte e inyección elevada. 3. Menor presión de trabajo para las plantas de electrólisis. Posibilidad de prescindir de plantas de compresión en el punto de inyección. 4. Proximidad a industrias, por tratarse de cañerías que cruzan zonas industriales, lo que podría facilitar la incorporación de otros actores en el mercado. 5. Cercanía a cuerpos de agua. 6. Accesibilidad a redes eléctricas de alta y media tensión.	1. Por tratarse de zonas suburbanas e industriales, podría verse incrementado el riesgo de interferencias con terceros (daños a la cañería por trabajos de excavación o intervención del suelo no asociados al transporte de gas natural). 2. Presiones de transporte que podrían fomentar la fatiga por hidrógeno. 3. Los puntos de entrega podrían tener diferencias en la composición, debido a la distribución geográfica desde el punto de inyección, lo cual podría implicar que se requieran mezcladores en el punto de inyección.

Segmento de distribución: Puntos de entrega de Gasoductos de transporte hacia distribuidoras.

MAPO: 4 bar

Capacidad de transporte: 100.000 Sm³/día

Material de cañerías: Polietileno de alta densidad PEAD .

Zonas: urbana, suburbana, industrial, bajo calzada y aceras.

Tabla 42. Ventajas y desventajas de la inyección de H₂ en el segmento de distribución.

Ventajas	Desventajas
1. Presiones de transporte en Media Presión (4 bar).	1. Dependiendo del punto de inyección, la red tendrá composiciones heterogéneas de hidrógeno, lo que obligaría a la instalación de mezcladores y control de cromatografía adicional.
2. Material de cañería PEAD, que reduciría al mínimo tanto las incompatibilidades del gas mezclado como el riesgo de fatiga por hidrógeno en las redes, el cual podría estar presente en elementos metálicos como estaciones de regulación, juntas y válvulas.	2. Espacio para la instalación de la planta de electrólisis más limitado, debido a la ubicación urbana, suburbana e industrial.
3. Experiencia de las distribuidoras en el transporte de gas manufacturado (aprox. 50% H ₂).	3. El entorno urbano obligaría a tomar controles operativos y de seguridad mayores que en los segmentos anteriores a la hora de instalar la planta de producción e inyección de hidrógeno.
4. Reparaciones permanentes más rápidas y accesibles en casos de incidentes sobre la red.	

En cuanto a las opciones presentadas, sus ventajas y desventajas, puede quedar determinado que es posible inyectar H₂ en cualquier segmento de las redes de gas del Uruguay. Su viabilidad dependerá de la cantidad de hidrógeno que desee transportarse y mezclarse, su uso final, el porcentaje de mezcla requerido y la ubicación, tanto de la planta de electrólisis e inyección, como del receptor o eventual cliente. Tomando en cuenta que, a medida que es mayor la cantidad de hidrógeno que se desee inyectar, precisará de un sistema más grande y escalar, desde las redes de distribución hasta los sistemas de transporte, de alta presión.

4.3. Conclusiones preliminares del capítulo IV:

- La inyección de hidrógeno en gasoductos existentes en Uruguay, hasta en un 20% del volumen actual de GN transportado, requeriría de la instalación de una planta de electrólisis con un rango de potencias entre 11 MW (PEM) y 12 MW (AEL), lo cual resultaría en una mezcla de H₂-GN técnicamente intercambiable en las infraestructuras existentes, sin representar modificaciones en el usuario final. Esta inyección sería una alternativa para mejorar la gestión de las energías renovables y reduciría las emisiones de CO₂ de la combustión en su uso final. Sin embargo, se enfrentan desafíos técnicos y legislativos, como los límites en la mezcla de hidrógeno y la adaptación de infraestructuras de uso final y regulaciones.
- La estrategia de mezclar hidrógeno con gas natural en Uruguay presenta un potencial para reducir las emisiones de CO₂, aunque su impacto en el total de emisiones del sector energético es relativamente modesto. La reducción más significativa ocurre con una mezcla del 20% de H₂ en GN, donde las emisiones se reducen a 0,131 MtCO₂eq, lo que equivale a 1,83% del total de emisiones del sector energético. Aunque la incorporación del 20% de hidrógeno logra una disminución del 7,3% en las emisiones de CO₂, provenientes únicamente de la combustión del gas natural, este cambio solo representa una pequeña fracción del total de emisiones del sector, debido a la poca participación del GN en la matriz energética uruguaya (1%).
- La inyección de hidrógeno en las redes de gas natural existentes puede resultar en una disminución interesante en el uso del gas natural importado. Con un 5% de hidrógeno en la mezcla, el uso de GN disminuye en 1,63%. Al incrementar el hidrógeno al 10% en la mezcla, la disminución en el uso de GN es del 3,38%. Con un 20% de hidrógeno, la disminución es aún más notable, alcanzando los 5.253.219 Sm³, lo que representaría un 7,30% de reducción en el uso de GN.
- La ubicación del punto de inyección de H₂ en el sistema existente de GN en Uruguay dependerá de factores como: el uso final del hidrógeno (o mezcla de GN e Hidrógeno), la cantidad de hidrógeno requerida y del usuario final (ubicación y usos). La inyección de H₂ en gasoductos (sistema de transporte) permitiría transportar más cantidad de hidrógeno, a mayor presión, pero requeriría mayores inversiones en el sistema, como compresión, almacenamiento, instalaciones de inyección (estación). La inyección en las redes de distribución resultaría interesante para menores cantidades de H₂ y para mayor

cantidad de usuarios finales, con consumos menores, pero con ubicaciones metropolitanas (ejm. Zona Metropolitana de Montevideo).

- Los cálculos de inversión para diferentes escenarios de mezcla de hidrógeno y gas natural (5%, 10%, 20%) muestran que los costos totales de inversión son ampliamente menores con respecto a los proyectados en el capítulo 3 para el aprovechamiento de 2000GWh de energía. Esto sugiere que la mezcla de hidrógeno con gas natural existente podría ser una opción inicial más viable económicamente para la utilización de excedentes de energía renovable en Uruguay.

5. Capítulo V: Estudio de la producción de hidrógeno verde mediante el diseño y caracterización de un electrolizador tipo PEM.

Como pudimos ver en los capítulos anteriores, la viabilidad de la implementación de las tecnologías PtX, que ayudarían a aproximarse a la meta de cero emisiones, dependerá en gran manera de la optimización del proceso de electrólisis para la producción del hidrógeno. Pudimos estudiar los diversos tipos de electrólisis, consiguiendo un gran potencial en la electrólisis PEM, que combina una gran eficiencia con un ahorro de espacio de la planta, menor uso de agua y degradación de los materiales metálicos. Sin embargo, presentando grandes desafíos debido a los metales nobles necesarios para los electrocatalizadores que determinan los costos tecnológicos y la vida útil de las MEAs.

En este capítulo, presentamos un análisis experimental de la electrólisis PEM para distintas MEAs, estudiando el comportamiento en términos de eficiencia, variando parámetros operacionales como la temperatura del proceso y el potencial suministrado, así como parámetros de diseño como los electrocatalizadores y características de las membranas.

Los experimentos se llevaron a cabo en un electrolizador de PEM (marca Fuel Cell Store)⁴ en el laboratorio del Grupo Interdisciplinario de Ingeniería Electroquímica (GIIE)⁵ de la UDELAR. Al no contar con un banco de pruebas en instalado y probado, se procedió, como parte de este trabajo al diseño y construcción de esta planta, tomando en cuenta componentes adicionales al electrolizador como bomba de agua, fuente eléctrica, controlador de temperatura, cableado, instrumentos de medición de parámetros eléctricos, controlador de temperatura y componentes menores, pero importantes, relativos al transporte de fluidos (mangueras, válvulas, conexiones, entre otros). Se inició el trabajo experimental, probando el electrolizador con una planta piloto a escala laboratorio (ver figura 57).



Figura 57. Planta piloto utilizada para probar funcionamiento del equipo.

⁴ <https://www.fuelcellstore.com/>

⁵ <https://www.giie.com.uy/>

5.1. Diseño y ensamblaje del banco de prueba de electrólisis PEM.

Basado en trabajos previos con electrólisis Alcalina y PEM, se diseñó un BoP y se puso en funcionamiento un electrolizador PEM a escala laboratorio [99], [100], [101]. Para construir el BoP de electrólisis PEM, se inició comprando una celda marca Fuel Cell Store y, con ayuda del licenciante, se procuraron los componentes requeridos para construir la planta de pruebas. Con este banco de pruebas se procedió a estudiar el desempeño de distintas MEAs, a distintas condiciones de temperatura (ver figura 58). La configuración de esta planta será descrita en el punto 5.2.

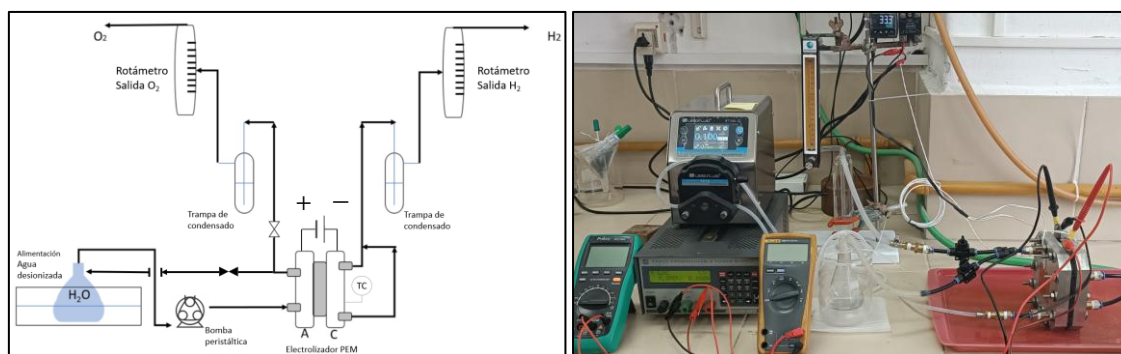


Figura 58. Banco de pruebas: Izquierda: Diagrama de flujo de la configuración final. Derecha: Banco de pruebas de electrólisis del GIIE.

5.2. Configuración del Sistema de Electrólisis PEM:

Electrolizador PEM (Electrolyzer Hardware – Square / Fuel Cell Store ©).

De acuerdo con la información del proveedor, el Electrolyzer Research Square Hardware de Fuel Cell Store es un dispositivo capaz de desempeñarse de manera confiable en el estudio de catalizadores, materiales, membranas electroquímicas y sistemas de distribución de corriente, en el proceso de electrólisis del agua y producción de oxígeno e hidrógeno gaseoso a distintas temperaturas. Este equipo está disponible comercialmente en dos tamaños, 10 cm² y 50 cm², siendo el más grande el que se utilizó para elaborar el banco de pruebas. El mismo cuenta con las siguientes dimensiones totales: 15,4 cm alto, 15,4 cm de ancho (dimensiones de las placas de titanio exteriores) y un espesor total de 4,9 cm. Según el proveedor, el electrolizador de 50 cm² puede producir, por diseño, un total de 350 ml/min. Las condiciones máximas de presión y temperatura bajo las cuales puede operar el equipo son 50 psig y 75 °C, respectivamente.

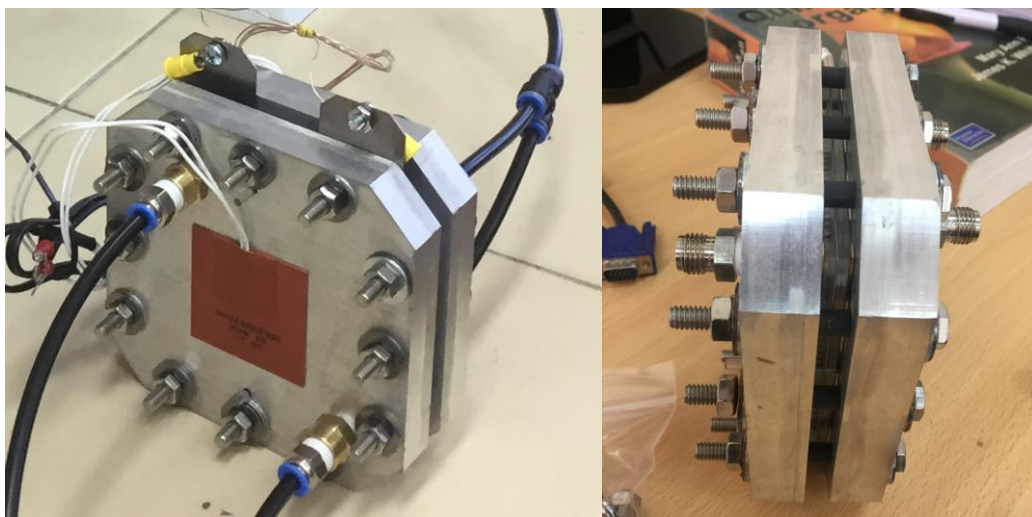


Figura 59. Electrolizador Fuel Cell Store 50 cm²

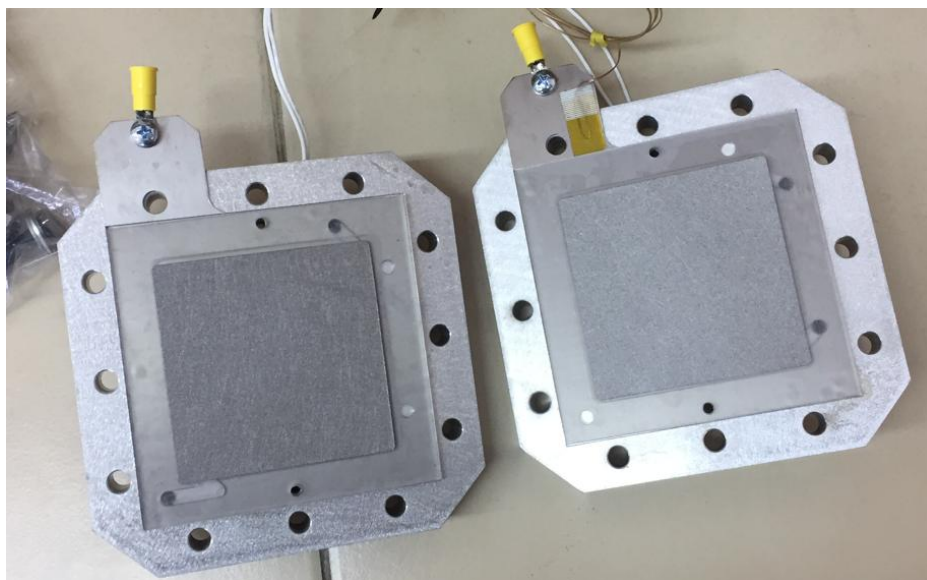


Figura 60. Equipo electrolizador abierto.

Las ventajas de este equipo se resumen en su facilidad para armar y desarmar, su construcción en titanio que provee una mayor resistencia a la corrosión y alta conductividad eléctrica y térmica, además de contar con una resistencia térmica de 120 Watts para mantener la temperatura de trabajo. La configuración interna del equipo se describe en la figura 61.

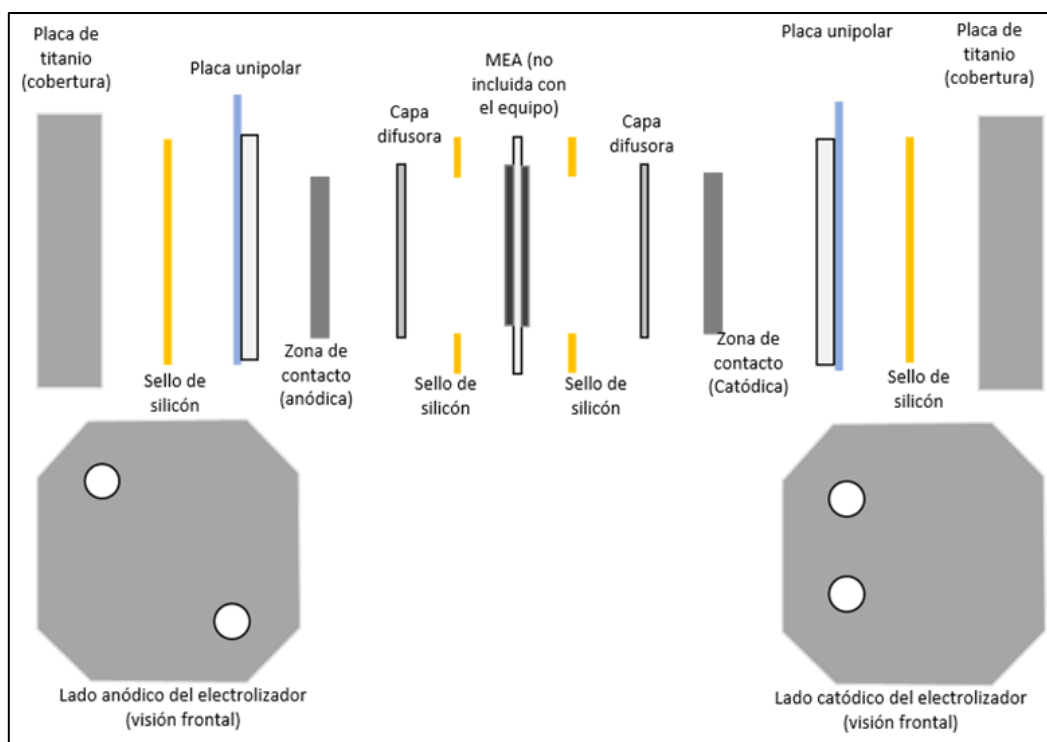


Figura 61. Configuración interna del electrolizador PEM.

Almacenamiento de agua.

El agua se inyecta desde un matraz Erlenmeyer, el cual se encuentra suspendido dentro de un vaso de precipitado que podría servir en casos de que el agua requiriera mantener una temperatura deseada. Para los experimentos plasmados en este trabajo no se le aplicó temperatura al agua de entrada, solo al equipo electrolizador.

Bomba peristáltica.

Se cuenta con una bomba peristáltica capaz de trabajar en un rango de caudales de 0,055 ml/min hasta 55 ml/min, lo cual permitió trabajar el exceso de agua con mayor control. Las pruebas se hicieron rondando siempre el límite inferior de este rango.

Líneas de inyección (mangueras).

Para el ensamblaje del equipo electrolizador se utilizaron mangueras de teflón de ¼", las cuales permiten visualizar fácilmente el flujo de entrada y salida, asimismo, todas las conexiones fueron de acople rápido garantizando que cualquier parada o cambio de modo de recirculación, reemplazo de componentes o corrección de pérdidas se hiciera ahorrando el mayor tiempo posible.

Sistema de control de temperatura.

El equipo electrolizador cuenta con una resistencia de 60W que trabaja a 120 V de tensión. Para controlar la temperatura en las distintas pruebas realizadas, se instaló un controlador Novus, programado para mantener la temperatura deseada con una tolerancia de hasta $\pm 0,5$ °C.

Sistema de separación de fases (trampas).

Las corrientes de descarga anódica (O_2) y catódica (H_2) pasan primero por una trampa colectora de líquidos que arrastra la producción de gases durante la electrólisis. Estas trampas de vapor eran purgadas por la bomba peristáltica una vez se culminaba cada experiencia, evitando que la columna de agua representara una resistencia para el caudal de descarga del electrolizador. Las líneas de descarga, luego de pasar por las trampas, fueron conectadas a los rotámetros para medir el flujo volumétrico.

Válvulas.

Las válvulas instaladas en la descarga anódica permitieron cambiar de modo producción a modo recirculación en los casos de activación/humectación de las MEAs.

Detector de Hidrógeno en aire.

Se utilizó en todo momento un detector de hidrógeno en aire de forma preventiva, por tratarse de un espacio cerrado y en producción constante. Si bien el hidrógeno, como se comentó en este trabajo, es una molécula con alta difusión, ligera y con propiedades que no permiten su contención de manera fácil, este detector también ayudó a mantener el equipo electrolizador y sus conexiones totalmente sellados al detectar fugas durante el modo producción.

Sistema de medición de gases (rotámetros).

Para medir el caudal volumétrico de oxígeno e hidrógeno producidos, el banco de pruebas está provisto de dos rotámetros marca Matheson, modelos E200 para la medición del caudal de hidrógeno y E300 para la medición de caudal de oxígeno.

Fuente eléctrica.

Se utilizó una fuente eléctrica de 10A, la cual permitió fijar potenciales de salida y medir la corriente durante el proceso de electrólisis.

Medición de parámetros eléctricos.

Durante todas las pruebas realizadas se mantuvo la medición de corriente por medio de la fuente eléctrica, el potencial de salida de la fuente y el potencial aplicado en el electrolizador. La corriente y el potencial aplicado permitieron la caracterización de las MEAs.

Características de las membranas.

Para la realización de la fase experimental se contó con cuatro (4) membranas de electrolito polimérico (Nafion) recubiertas con electrocatalizador por ambos lados (CCM: Catalyst-Coated Membrane o MEA: Membrane Electrode Assembly), las características de cada membrana se describen en la tabla 43.

Tabla 43. Características de las membranas estudiadas.

Membrana	Código comercial	Electrolito polimérico	Carga anódica	Carga catódica	Área	Espesor (μm)
MEA-1	1141003	Nafion N-115	IrRuOx 3.0 mg/cm ²	PtB 3.0 mg/cm ²	5 cm x 5 cm	127
MEA-2	CTM-MEA-001	Nafion N-117	PtB 3.0 mg/cm ²	PtB 3.0 mg/cm ²	5 cm x 5 cm	183
MEA-3	CTM-MEA-002	Nafion N-212	PtB 3.0 mg/cm ²	PtB 3.0 mg/cm ²	5 cm x 5 cm	51
MEA-4	CTM-MEA-003	Nafion N-1110	PtB 3.0 mg/cm ²	PtB 3.0 mg/cm ²	5 cm x 5 cm	254

De acuerdo con lo que muestra la tabla 43, todas las MEA tienen características diferentes, salvo la carga catalítica de las MEA 2, 3 y 4, las cuales tienen el mismo electrocatalizador (PtB) y la misma concentración tanto en el ánodo como en el cátodo.

Todas las MEA fueron puestas a prueba en la celda electrolítica del banco diseñado, aplicando el método que se describe a continuación.

5.3. Metodología del proceso experimental.

5.3.1. Hidratación de las MEAs.

Las membranas de intercambio de protones deben encontrarse hidratadas antes de iniciar el proceso de electrólisis, para un funcionamiento óptimo. Este proceso garantizaría una mayor

eficiencia en la conductividad protónica [55], [102]. Las membranas con espesores menores se hidratan más fácilmente [21].

La hidratación de las MEAs se realizó en dos partes. La primera, antes de cerrar el electrolizador, al momento de ser instaladas. Se aplicó agua desionizada en atomizaciones por ambos lados de la membrana. Al cerrar el equipo e instalar todas las líneas de inyección y descarga se realizó la segunda parte de la hidratación, recirculando agua desionizada con una duración aproximada de 2 horas.

Luego del proceso de hidratación, las MEAs fueron activadas y posteriormente, se testearon a distintas temperaturas. Los ensayos realizados se detallan en la tabla 44.

Tabla 44. Ensayos realizados en las MEAs a distintas temperaturas.

Temperatura °C	Voltametría ascendente y descendente (Curvas de histéresis)	Voltametría lineal ascendente (Curvas de polarización)	Espectroscopia de impedancia electroquímica.
20	Sí	Sí	Sí
30	No	Sí	No
40	Sí	Sí	Sí
50	No	Sí	No
60	Sí	Sí	Sí

5.3.2. Activación del sistema: Voltametría cíclica.

La activación de las MEAs es fundamental para garantizar el desempeño constante durante el proceso de electrólisis. Este procedimiento inicia con la hidratación, mencionada anteriormente, el ensamblaje se somete a impulsos de potenciales determinados, equivalentes a una amperometría cíclica.

Para el caso de nuestro estudio, las MEAs fueron activadas a temperatura ambiente (20°C-25°C) en barridos escalonados, aplicando potenciales crecientes y decrecientes en intervalos de 5 minutos por punto, monitoreando variables eléctricas (potencial y corriente), así como la producción de hidrógeno durante el proceso.

Se decidió aplicar potenciales al electrolizador que permitieran mantener la corriente alejada del tope permitido por la alimentación eléctrica (10A). Los potenciales fijados en la fuente fueron 2,2 V, 2,8 V y 3,8 V.

5.3.3. Estabilización del sistema: Curvas de histéresis.

Para estabilizar el sistema, asegurando su funcionamiento en un estado estacionario cuasiconstante en cada punto de la curva de polarización, se realizaron barridos lineales ascendentes y descendentes, permitiendo pruebas de histéresis a 20°C, 40°C y 60°C para cada MEA. Esta prueba implicó la aplicación de potenciales crecientes y decrecientes durante un periodo de 3 minutos por punto. Este ensayo permite la observación de la diferencia en el comportamiento de las MEAs cuando la aplicación del voltaje está aumentando y cuando está disminuyendo. La histéresis generada entre ambas curvas proporcionará información sobre la estabilidad de los dos tipos de catalizadores en el transporte de protones. Además, este comportamiento puede variar en otras pruebas a diferentes temperaturas, aportando perspectivas sobre el equilibrio térmico de cada MEA en el tiempo que se estableció por punto [55].

5.3.4. Curvas de polarización.

Para obtener las curvas de polarización, se realizaron voltametrías lineales fijando potenciales de salida en la fuente eléctrica, a partir de 1,5 V.

El barrido lineal se realizó aumentando el potencial fijado en la fuente 0,1 V y registrando los siguientes datos:

- Voltaje en la fuente.
- Voltaje en la salida de la fuente.
- Corriente del circuito.
- Potencial aplicado en el electrolizador.
- Mediciones de caudal de gases: Oxígeno e Hidrógeno.
- Temperatura interna del electrolizador.

Tras completar los procesos de hidratación, activación y estabilización, se realizaron curvas de polarización para cada MEA a 20°C, 30°C, 40°C, 50°C y 60°C, a presión constante de 1 bar. Los potenciales se variaron desde 1.5V hasta que la fuente de energía alcanzó su límite máximo de corriente (10 A). Cada punto de aplicación de potencial se mantuvo durante un período de 3 minutos, durante el cual se observaron variaciones en la producción de gas mediante los rotámetros mencionados en el punto 5.2. Se registraron los valores del voltaje de salida de la fuente de energía, el voltaje aplicado al electrolizador (diferencia de potencial), la corriente registrada en el electrolizador, el flujo de oxígeno, el flujo de hidrógeno y el flujo de agua.

Además, se compararon los valores del flujo de hidrógeno medido y el flujo de hidrógeno calculado por la ley de Faraday, lo que permitió investigar el arrastre de agua hacia el lado catódico y, en consecuencia, la humectación del producto.

Adicionalmente, en cada punto, se comparó la producción de hidrógeno con la de oxígeno, registrando la relación de flujo O_2/H_2 (Q_{O_2}/Q_{H_2}) dentro de un rango del 45-55% para cada MEA, lo cual se ajustó bastante bien con el valor teórico a pesar de no contar con mecanismos de secado de los productos.

5.3.5. Producción de Hidrógeno y Oxígeno.

La producción de gases del proceso de electrólisis se midió con rotámetros de gas. El valor arrojado por cada rotámetro fue procesado (corregido a la temperatura del proceso y a 0 barg), para obtener valores de caudal instantáneo cada 3 minutos en cada punto del barrido. El caudal de H_2 fue comparado con el caudal teórico.

El valor de caudal de hidrógeno teórico, basado en la corriente medida durante el proceso, se calculó por medio de la ley de Faraday y la ley de gases ideales. La ley de Faraday para la electrólisis nos indica cuánto gas se produce en función de la corriente eléctrica que pasa a través de la ecuación 32:

$$n = \frac{It}{F} \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

- n es el número de moles.
- I es la corriente en amperios.
- t es el tiempo en segundos.
- F es la constante de Faraday, utilizado: 96485 C/mol.

La reacción de electrólisis del agua (ecuación 1), balanceada es la siguiente:



Para cada mol de agua electrólisis, se producen 2 moles de hidrógeno. Por lo tanto, la cantidad de electricidad transferida para producir 2 moles de hidrógeno es:

$$Q = 2 n F \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde:

Q es la cantidad de electricidad transferida (en Coulomb)

n es el número de moles de electrones transferidos (mol)

F es la constante de Faraday.

La corriente eléctrica es la cantidad de electricidad que pasa por un conductor por unidad de tiempo. Se mide en amperios (A). La relación entre la corriente y la carga eléctrica, que involucra al tiempo (t) es la siguiente:

$$Q = I t \quad \text{Ecuación 34}$$

Finalizando en la expresión:

$$n = \frac{It}{2F} \quad \text{Ecuación 35}$$

La ley de los Gases Ideales relaciona el volumen del gas con las condiciones en las que se encuentra (presión, volumen, temperatura y número de moles):

$$PV = nRT \quad \text{Ecuación 36}$$

- P es la presión en atmósferas (se asumió para el experimento 1 atm (0 atm en presión manométrica).
- V es el volumen en litros.
- n es el número de moles de Hidrógeno.
- R es la constante universal de los gases 0,0821 L.atm/K.mol
- T es la temperatura en Kelvin

Para obtener el caudal, llegamos a la siguiente expresión:

$$Q = \frac{V}{t} = \frac{nRT}{Pt} \quad \text{Ecuación 37}$$

Sustituyendo el número de moles obtenidos por ley de Faraday, tenemos la siguiente expresión que utilizamos como caudal teórico durante todos los ensayos:

$$Q \left(\frac{L}{min} \right) = \frac{IRT}{2FP} \cdot \frac{60s}{1min}$$

- I es la corriente en A.
- R es la constante universal de los gases $0,0821 \text{ L.atm/K.mol}$
- T es la temperatura en K.
- F es la constante de Faraday.
- P es la presión (atm).

5.3.6. Ensayos de espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS).

Las mediciones de EIS se realizaron para las MEAs: N115 y N117, en diferentes puntos de las curvas de polarización a 20°C y 40°C , barriendo linealmente en un rango de frecuencia entre 10 kHz y 10 mHz, con una amplitud de 5 mV y tomando 10 puntos dentro del rango logarítmico.

Los valores experimentales de EIS para 1.6 y 1.7V se ajustaron al modelo de circuito eléctrico equivalente representado en la figura 62.

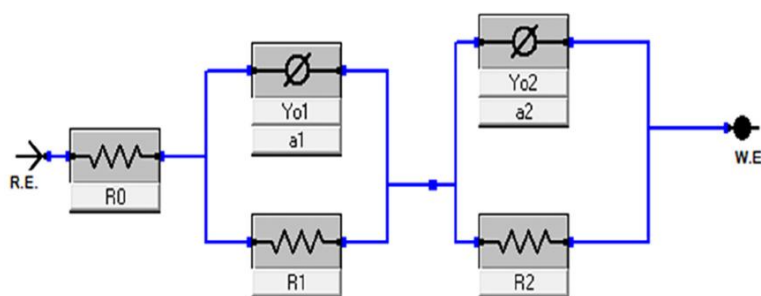


Figura 62. Circuito eléctrico equivalente de los valores de EIS.

- **R.E.:** es el electrodo de referencia. Se utiliza para medir el potencial de la celda sin perturbar el sistema electroquímico.
- **R_0 :** representa la resistencia óhmica interna, asociada principalmente a la resistencia del electrolito, membranas y conexiones internas del sistema electroquímico.
- **R_1 y R_2 :** representan resistencias adicionales internas o de polarización, relacionadas con procesos electroquímicos específicos, resistencias en la interfaz electrodo-electrolito o procesos internos que ocurren en paralelo.
- **Y_{o1} y Y_{o2} (elementos de fase constante o CPE1 y CPE2):** modelan la capacitancia no ideal o la dispersión de fase resultante de características como la rugosidad superficial del electrodo, su porosidad o la heterogeneidad de las interfaces electroquímicas.

- **a1 y a2:** son los parámetros de los elementos de fase constante que ajustan su comportamiento, a menudo relacionados con la uniformidad y la distribución de corriente en la superficie del electrodo.
- **W.E.:** corresponde al electrodo de trabajo, donde tienen lugar las reacciones electroquímicas principales analizadas.

El circuito equivalente se utiliza para ajustar los datos experimentales obtenidos durante un experimento de EIS. Los valores de los componentes R_0 , R_1 , R_2 , Y_{o1} , a_1 , Y_{o2} , a_2 se optimizan para que la respuesta teórica del circuito coincida con los datos experimentales de impedancia. Estos valores proporcionan información sobre los procesos fisicoquímicos que ocurren en la interfaz electrodo/electrolito, y pueden revelar información sobre la cinética de reacción, los procesos de transferencia de masa, y las propiedades del material del electrodo. Estos parámetros fueron posteriormente ajustados para la elaboración de las curvas de Nyquist.

Los parámetros ajustados fueron los siguientes:

- **Y_{o1} y Y_{o2} :** Son las magnitudes de los CPE, que representan la pseudo-capacitancia del sistema. Un valor alto de Y_o indica una mayor capacidad de almacenamiento de carga.
- **a_1 y a_2 :** Son los exponentes de los CPE que indican la desviación del comportamiento ideal capacitivo ($\alpha = 1$) o resistivo ($\alpha = 0$). Valores cercanos a 1 sugieren un comportamiento más idealmente capacitivo.
- **t_1 y t_2 :** Son los tiempos característicos asociados a cada uno de los procesos representados por los CPE y sus respectivas resistencias. Son indicativos de la velocidad de los procesos electroquímicos y de difusión. Asumiendo una distribución normal, se calcularon constantes de tiempo para las reacciones del electrodo [103]. La relación entre la constante de tiempo (t) la capacidad efectiva (C_{eff}) y los parámetros del modelo para un circuito CPE R se puede expresar como:

$$t^a = C_{eff} R^a = CPE R \quad \text{Ecuación 38}$$

Con la siguiente expresión [104], se ajusta mejor la respuesta de un sistema electroquímico real en comparación con un modelo idealizado de un capacitor o resistencia pura. Esta expresión es fundamental en la interpretación de los datos de EIS para comprender y modelar el comportamiento electroquímico de sistemas como electrolizadores, celdas de combustible y hasta procesos espontáneos como la corrosión.

$$Z_{CPE} = 1/Y_0(j\omega)^n$$

Ecuación 39

- **Z_{CPE} :** Representa la impedancia del CPE, que es una medida de cuánto se opone el elemento al flujo de la corriente alterna (AC). La impedancia es una cantidad compleja que tiene tanto magnitud como fase.
- **Y_0 :** Es el parámetro de magnitud del CPE, que tiene unidades de siemens por segundo elevado a la potencia n , y puede interpretarse como una pseudo-capacitancia.
- **j :** Es la unidad imaginaria, que satisface la ecuación $j^2 = -1$. En el contexto de la impedancia, se utiliza para describir la componente de fase de la impedancia que está 90 grados fuera de fase con la resistencia pura.
- **ω :** Es la frecuencia angular de la corriente alterna, y se relaciona con la frecuencia f en hertz (Hz) por la fórmula $\omega = 2\pi f$.
- **n :** Es el exponente de fase del CPE, que puede variar entre 0 y 1. Un valor de $n=1$ indica un comportamiento capacitivo puro, mientras que un valor de $n=0$ indica un comportamiento resistivo puro. Valores intermedios reflejan un comportamiento no ideal que no es ni puramente capacitivo ni puramente resistivo, comúnmente encontrado en interfaces electroquímicas reales debido a la rugosidad de la superficie o a la porosidad del material.

5.3.7. Eficiencia del proceso.

Para calcular la eficiencia, se calculó la potencia aplicada en el electrolizador y, con la corriente, el H_2 producido (ml/min). Seguido de esto, se calculó el aporte energético que proporcionaría esa cantidad de hidrógeno neta, multiplicándola por su poder calorífico inferior. La eficiencia se calculó relacionando la energía que se suministró al electrolizador en un espacio de una hora con el aporte energético del hidrógeno que se produjo.

La potencia eléctrica instantánea suministrada al electrolizador se calculó utilizando la expresión:

$$P = V \cdot I$$

Ecuación 40

Donde: V representa el voltaje en voltios (V) y I la corriente en amperios (A). El resultado inicial en W, se transformó a kW y se asumió una base de cálculo de 1h, definiendo la Energía aplicada en el electrolizador (E_{apl}). Posteriormente, la producción de H_2 (ml/min), se convirtió a masa utilizando la densidad previamente establecida del hidrógeno ($8,34 \times 10^{-8}$ kg/ml – tabla 17). Asumiendo una operación continua por una hora, se calculó la masa de hidrógeno producida y con el PCI (33,33 kW/kg - tabla 17) se calculó el aporte energético teórico. Este cálculo representa

la energía potencial liberada por la combustión completa del hidrógeno producido en una hora (E_{H_2}).

Finalmente, la eficiencia (η) del proceso de electrólisis se determinó como el porcentaje de la energía del hidrógeno producido respecto a la energía eléctrica suministrada al electrolizador, expresado mediante la fórmula:

$$\eta (\%) = \left(\frac{E_{H_2} (\text{kWh})}{E_{apl} (\text{kWh})} \right) \times 100 \quad \text{Ecuación 41}$$

5.4. Resultados experimentales.

Antes de realizar las curvas de polarización a las temperaturas estudiadas, la activación se llevó a cabo siempre a temperatura ambiente (aprox. 20 °C). Se observó que en la cuarta secuencia se obtuvieron voltajes aplicados con una desviación dentro del rango de +/-1 % en comparación con el valor de la secuencia anterior. Asimismo, la corriente siempre se comportó de la misma manera que el voltaje, reproduciendo su tendencia, como se ve en los gráficos para ambas MEAs.

En la figura 63 podemos observar cómo a partir del segundo ciclo de impulsos de potencial, en todas las MEAs se muestra un comportamiento estable en cuanto a potencial aplicado y corriente reportada, con diferencias menos considerables para los casos de potenciales aplicados más altos.

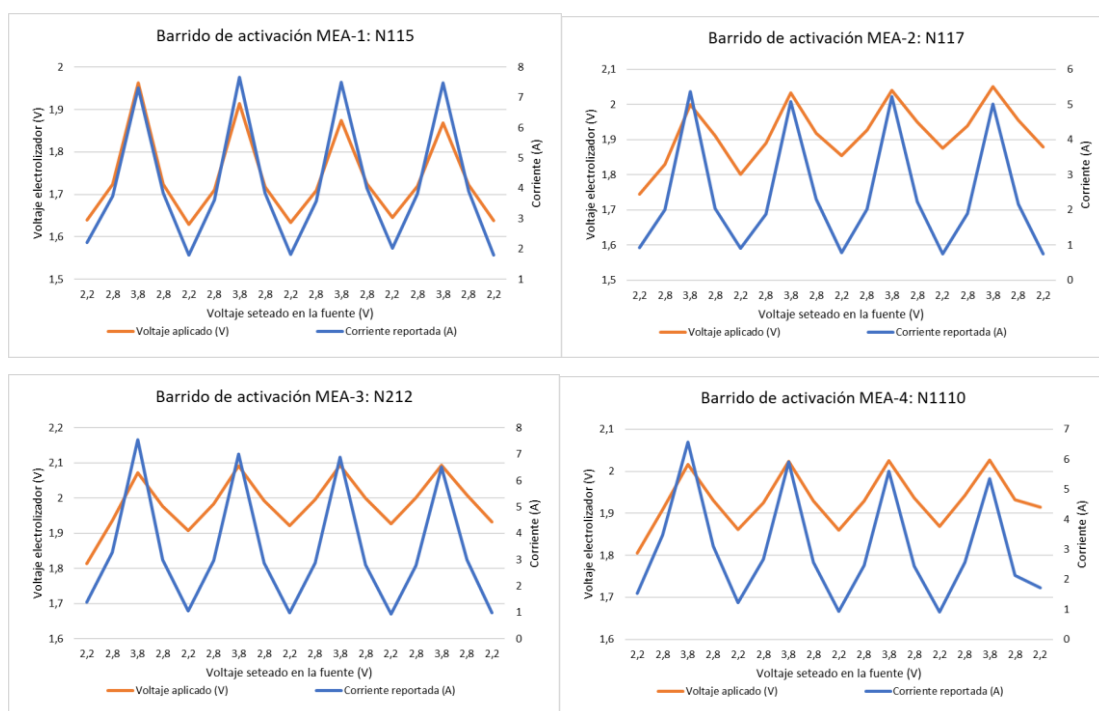


Figura 63. Barridos de activación de MEAs, según procedimiento del punto 5.3.2.

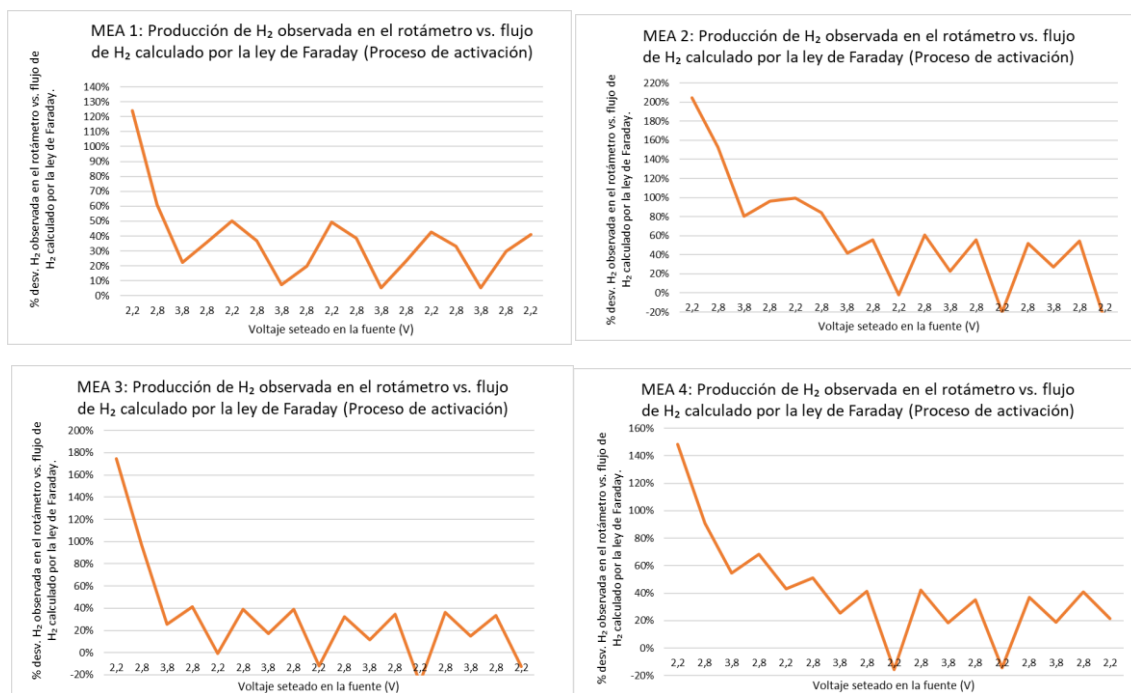


Figura 64. Diferencia porcentual entre el caudal de H₂ medido y el calculado mediante ley de Faraday durante el proceso de activación.

Adicionalmente, al comparar la producción de hidrógeno observada en el rotámetro con el flujo de hidrógeno calculado por la ley de Faraday, utilizando el valor de corriente monitoreado de la fuente de energía, se notó que la desviación es mayor en el primer ciclo del proceso de activación. Esto puede interpretarse como un mayor arrastre de agua y una menor pureza del hidrógeno producido cuando la MEA no está completamente activada. (Figura 64).

Además, se observó en la MEA-1 que la desviación se acerca más al 0 % en puntos del ciclo donde la corriente medida era más alta. Sin embargo, en las MEAs 2, 3 y 4, cuya carga catalítica es igual, este comportamiento fue diferente, obteniendo valores cercanos a cero en puntos del ciclo donde la corriente era intermedia. (Figura 64).

En la figura 65 podemos observar las histéresis graficadas para cada MEA a 60°C. Este comportamiento se replicó en todas las temperaturas estudiadas. Puede verse cómo las histéresis son menores en la MEA-1 y MEA-4, con respecto a la MEA-2 y MEA-3.

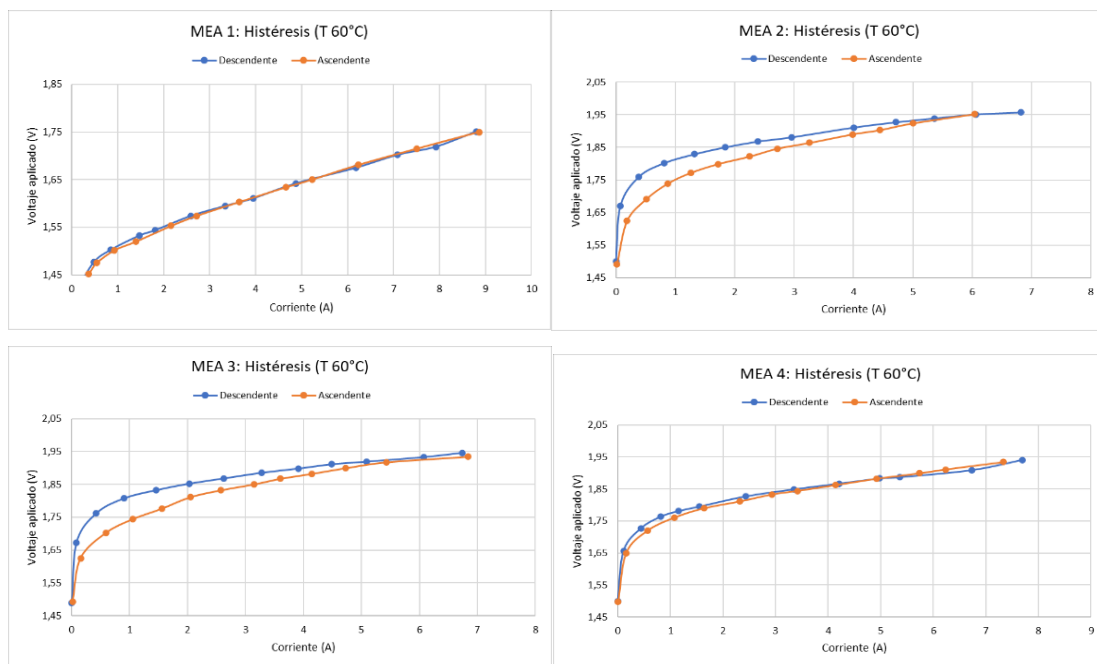


Figura 65. Curvas de histéresis a 60°C para cada MEA.

La pequeña histéresis observada entre las curvas de polarización ascendentes y descendentes, en ambos casos, sugiere que se alcanzó el equilibrio térmico durante las mediciones [105]

Una diferencia notable en la comparativa que muestra la figura 67, entre las MEAs estudiadas, es que la MEA-1, cuya carga catalítica difiere de las otras tres, la aplicación de voltajes ascendentes fue menos eficiente que la de voltajes descendentes, mientras que las MEAs: 2, 3 y 4 tuvieron un comportamiento contrario. Además, se estableció un resultado preliminar de comparaciones de eficiencia entre las dos membranas: la MEA-1 reporta las corrientes más altas entre todas, por tanto, la mayor producción de H_2 a paridad de potencial aplicado.

En cuanto a las curvas de polarización, se observaron diferentes desempeños para cada membrana, bajo las mismas condiciones experimentales. Para todos los casos de temperatura y para todas las MEAs, la corriente (A) aumenta a medida que se aplica el barrido de voltaje ascendente, lo cual es un comportamiento teóricamente acertado. Esto significa que, a medida que se aplica un mayor potencial, la producción de hidrógeno aumenta. Este hecho también fue observado en las tasas de flujo mostradas en los rotámetros del banco de pruebas.

Comparando las MEAs-1, 2, 3 y 4, se observó que la corriente (A) es generalmente más alta en la MEA-1 que en las demás, para los mismos voltajes aplicados. Esto sugiere que la MEA-1 es la más eficiente, en cuanto a producción de hidrógeno, entre todas las MEAs estudiadas (Figuras 66, 67 y 68)

La diferencia en la eficiencia de producción de hidrógeno entre la MEA-1 y las demás membranas podría atribuirse a varios factores, tales como el tipo de electrolito polimérico (N115, N117, N212, N1110), el espesor de las membranas, el tipo de catalizador anódico (óxido de iridio y rutenio en la MEA-1 vs. PtB en las MEAs 2, 3 y 4) y las propiedades específicas de los materiales utilizados. En general, la MEA-1 (N115) tiene un espesor de membrana más delgado ($127\text{ }\mu\text{m}$) que la MEA-2 (N117, $183\text{ }\mu\text{m}$), y la MEA-4 (N1110, $254\text{ }\mu\text{m}$), por lo que podría esperarse un mejor desempeño debido al espesor. Sin embargo, comparando a las MEAs-2,3 y 4, las cuales tienen la misma carga catalítica, el mejor desempeño lo mostró la MEA-4 a medida que aumentaba el voltaje aplicado. Aunque los valores observados en los desempeños de las membranas 2, 3 y 4 fueron muy cercanos, la MEA-4 (de mayor espesor) terminó teniendo un mayor desempeño a 60° , lo que pudiera deberse a una mayor resistencia a la degradación o estabilidad. Adicionalmente, es importante notar que este comportamiento (contrario a la bibliografía), podría deberse a que los experimentos se realizaron hasta 10A de corriente, lo cual es $1/6$ del valor de corriente que regularmente discute la bibliografía disponible acerca del efecto de espesores

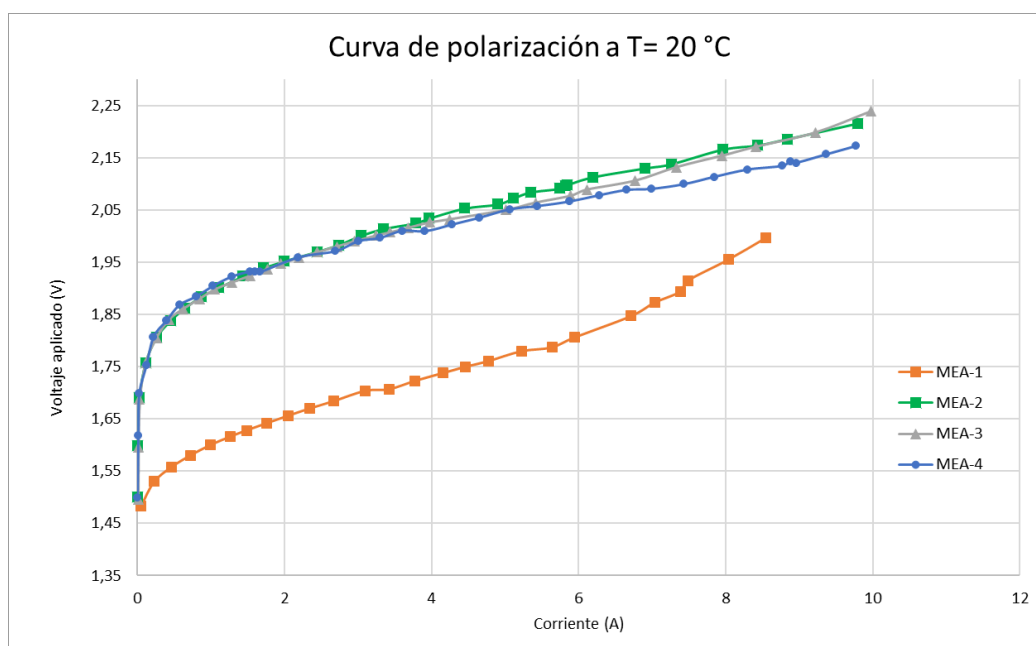


Figura 66. Curvas de polarización comparadas para cada MEA a 20°C

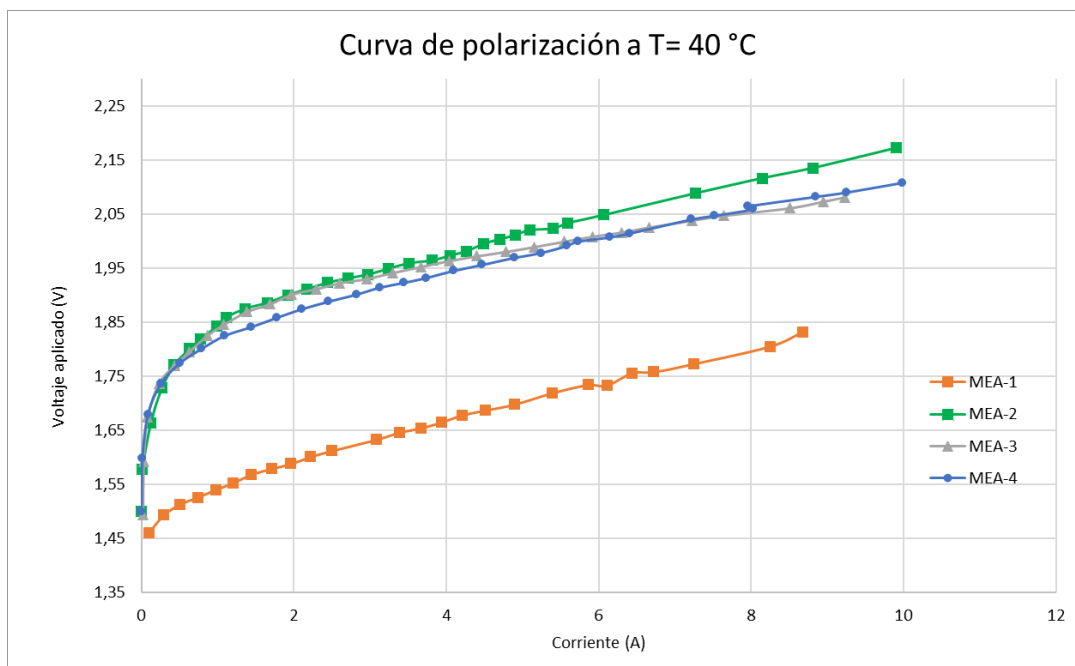


Figura 67. Curvas de polarización comparadas para cada MEA a 20°C

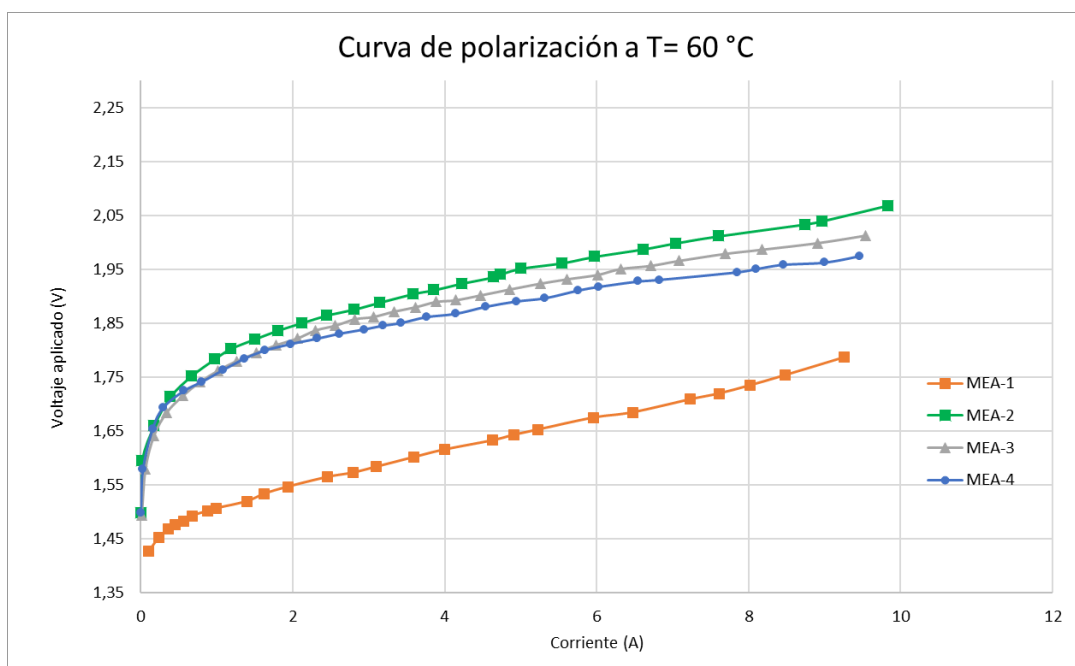


Figura 68. Curvas de polarización comparadas para cada MEA a 20°C

Sin embargo, la MEA-1 tiene un mayor espesor que el de la MEA-3 (N212, 51 μm). No obstante, la MEA-1 sigue siendo más eficiente que la MEA-3. Esto pone en evidencia que es la carga catalítica el factor determinante en la eficiencia de la electrólisis PEM. (Figura 69).

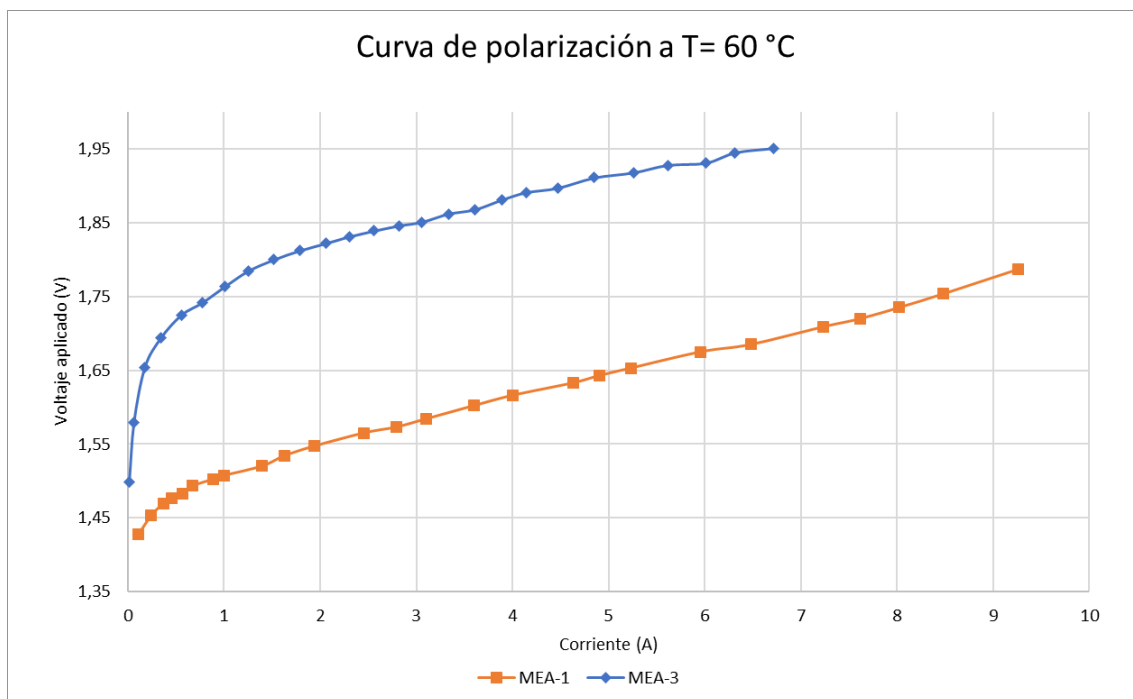


Figura 69. Curvas de polarización, comparativa entre las MEAs 1 y 3

Por otro lado, las curvas de polarización evidenciaron la mejora de la eficiencia con la temperatura, como podemos ver en figura 70, para la MEA-1. Este efecto, se repitió para todas las MEAs estudiadas (Ver Anexo II).

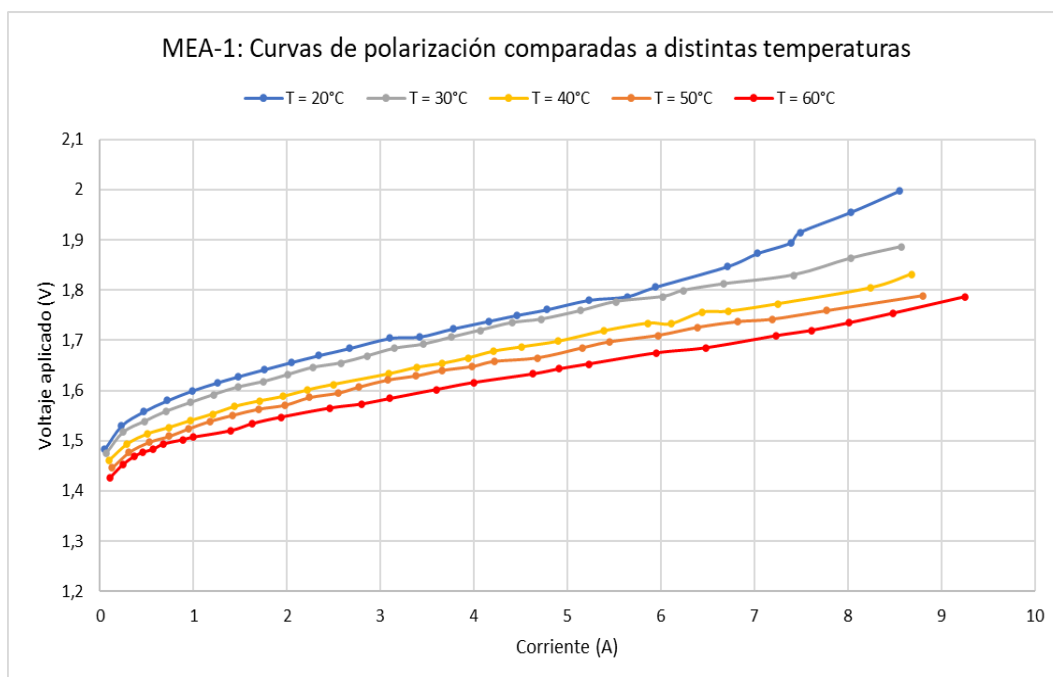


Figura 70. Curvas de polarización de la MEA-1 a distintas temperaturas.

El efecto positivo de la temperatura sobre la eficiencia en la electrólisis PEM es un parámetro bastante estudiado y evidenciado. La temperatura ideal de trabajo de la electrólisis PEM se encuentra entre 40 y 80°C [55].

Las curvas de polarización obtenidas para cada membrana podrían ser útiles para determinar el voltaje operativo óptimo basado en la eficiencia y la producción de hidrógeno observada. Es importante considerar que, aunque el aumento del voltaje aplicado incrementa la producción de hidrógeno, también aumenta los sobrepotenciales y disminuye la eficiencia general del proceso de electrólisis.

La producción de H₂ fue cuantificada de dos formas: mediante la corriente medida durante el proceso de electrólisis, calculando el caudal por Ley de Faraday, y el caudal medido in situ por medio de un rotámetro en ml/min.

Las siguientes gráficas (figuras: 71 a 74) muestran la comparativa del caudal de H₂ para las MEAs 1 y 2 estudiadas, a 20°C y 60°C. El total de gráficas comparativas del caudal de H₂, hecho para todas las MEAs se encuentra en el ANEXO II.

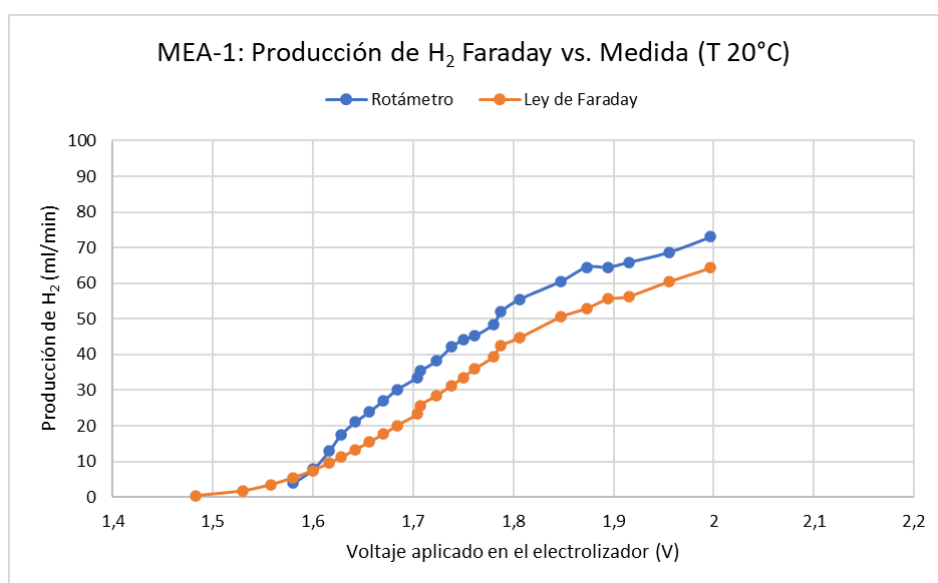


Figura 71. MEA-1 (20°C): Comparativa de la producción de H₂.

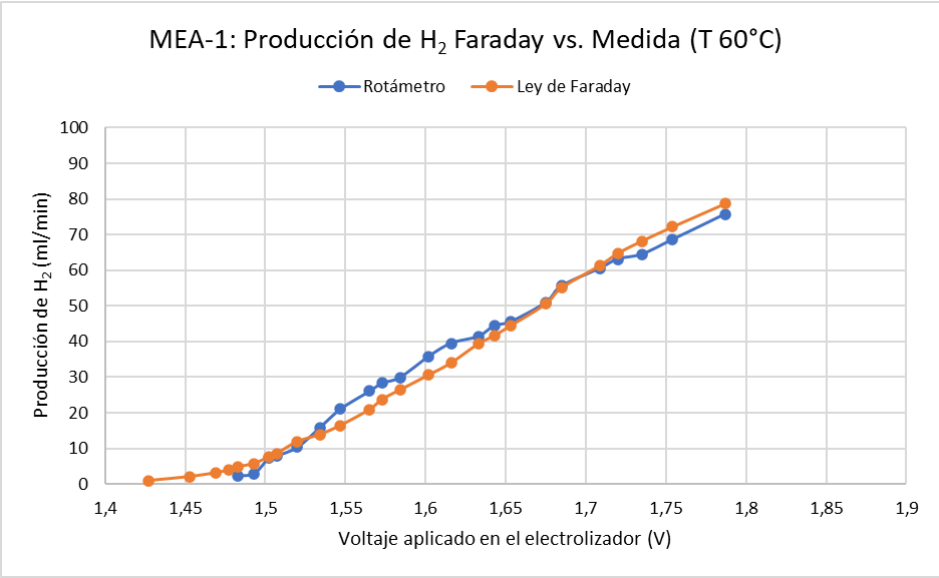


Figura 72. MEA-1 (60°C): Comparativa de la producción de H₂.

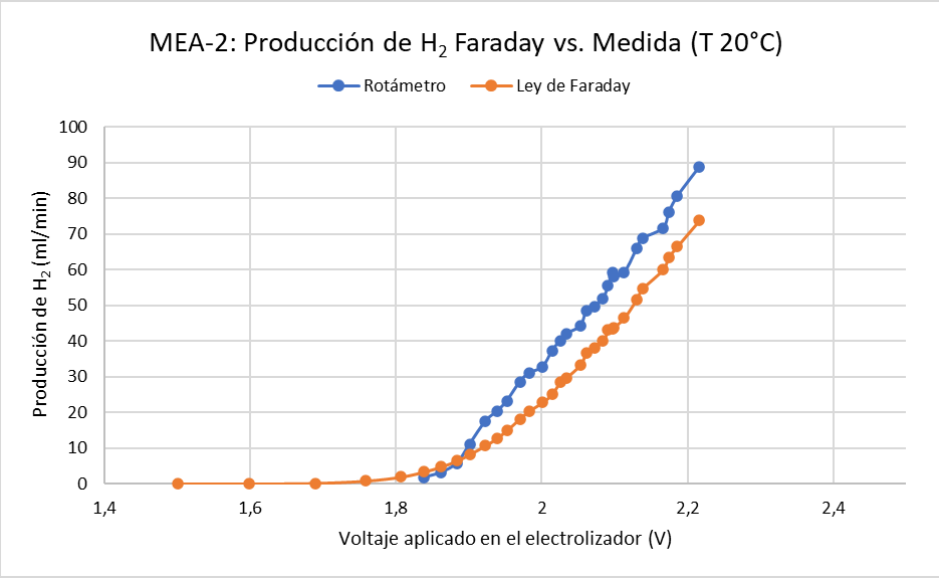


Figura 73. MEA-2 (20°C): Comparativa de la producción de H₂.

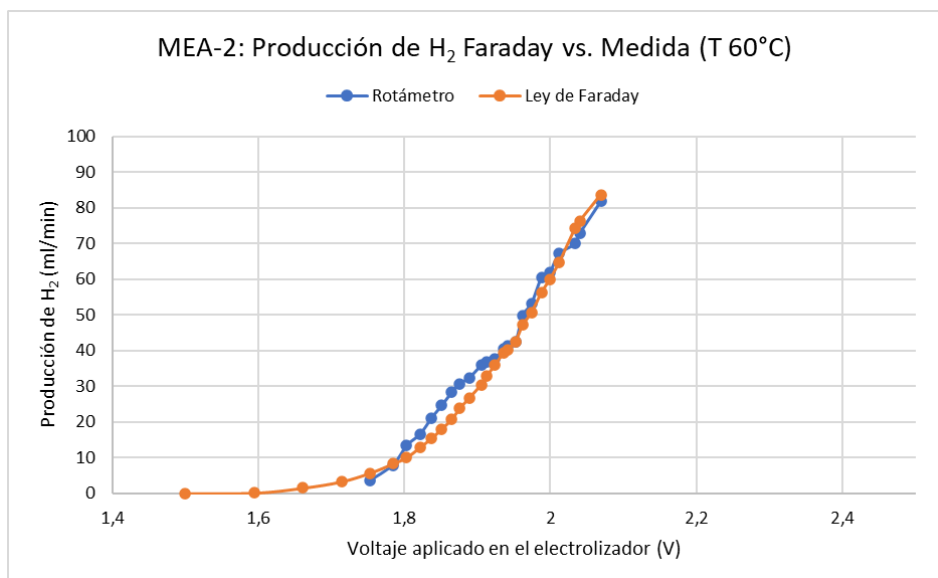


Figura 74. MEA-2 (60°C): Comparativa de la producción de H₂.

Con respecto a la producción de hidrógeno, se observa que a temperaturas más bajas (20°C), para todas las MEAs, la producción de hidrógeno calculada por Ley de Faraday es menor a la que se registra en el rotámetro, siendo este un comportamiento esperable debido a que el caudal requerido a menores potenciales es muy bajo (menos del mínimo de la bomba) implicando un mayor exceso de caudal de agua (más del 10%) en potenciales aplicados inferiores a 2,5V-2,6V y, adicionalmente, el banco de pruebas no cuenta con sistemas de secado más que la separación por trampas.

Aunque este flujo pasó a través de una trampa de vapor, es probable que siempre pueda existir algo de agua en el flujo que mide el rotámetro. Además, la membrana podría permear líquidos a través de la membrana, por el fenómeno de flujo electroosmótico, bajo la influencia de un campo eléctrico [20].

Tampoco se pudo descartar la presencia de impurezas como O₂ gaseoso en el lado catódico, lo cual no sería un comportamiento esperado de la membrana y podría conducir a una disminución del rendimiento. Este fenómeno ha sido estudiado y modelado [55], mostrando un valor de arrastre más alto a medida que el voltaje aumentaba.

De acuerdo con lo que se observa, a medida que la temperatura y el potencial aplicado en el electrolizador aumentan, la diferencia entre la producción medida y la calculada por Ley de Faraday se reduce, por lo cual es probable que el arrastre de agua debido al exceso de caudal tenga mayor protagonismo que el arrastre electroosmótico en voltajes más bajos.

A continuación, se muestran Tablas para las MEAs 1 y 2, con algunos valores de referencia para el cálculo de la eficiencia del proceso, en tres puntos de la curva de polarización (inicial, medio y final).

La totalidad de las Tablas para otras MEAs estudiadas se muestra en el anexo III.

Tabla 45. Eficiencia del proceso de electrólisis a 20°C para la MEA-1.

MEA 1. T = 20°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,53	0,231	0,0003534	1,45671E-07	0,00029131	82,42
1,707	3,422	0,0058414	2,15795E-06	0,00431546	73,88
1,997	8,549	0,0170724	5,39108E-06	0,01078109	63,15

Tabla 46. Eficiencia del proceso de electrólisis a 40°C para la MEA-1.

MEA 1. T = 40°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,493	0,289	0,0004315	1,9318E-07	0,00038631	89,53
1,646	3,387	0,0055750	2,2669E-06	0,00453326	81,31
1,832	8,679	0,0158999	5,805E-06	0,01160881	73,01

Tabla 47. Eficiencia del proceso de electrólisis a 60°C para la MEA-1.

MEA 1. T = 60°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,469	0,368	0,0005406	2,6202E-07	0,00052399	96,93
1,754	8,483	0,0148792	6,0454E-06	0,01208968	81,25
1,787	9,257	0,0165423	6,5931E-06	0,01318485	79,70

Tabla 48. Eficiencia del proceso de electrólisis a 20°C para la MEA-2.

MEA 2. T = 20°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,69	0,025	0,0000423	1,5664E-08	3,1324E-05	74,14
1,983	2,732	0,0054176	1,7117E-06	0,00342313	63,19
2,113	6,194	0,0130879	3,8914E-06	0,0077821	59,46

Tabla 49. Eficiencia del proceso de electrólisis a 40°C para la MEA-2

MEA 2. T = 40°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,728	0,264	0,0004562	1,7646E-07	0,00035289	77,36
1,875	1,364	0,0025575	9,1319E-07	0,0018262	71,41
2,023	5,403	0,0109303	3,6219E-06	0,00724308	66,27

Tabla 50. Eficiencia del proceso de electrólisis a 60°C para la MEA-2

MEA 2. T = 60°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,661	0,176	0,0002923	1,2535E-07	0,00025068	85,75
1,851	2,121	0,0039260	1,5093E-06	0,00301825	76,88
2,04	8,965	0,0182886	6,3851E-06	0,01276895	69,82

En las Tablas anteriores (45 a 50), puede verse cómo a potenciales más bajos esta eficiencia es mayor y eso se debe al aumento de los sobrepotenciales a medida que la diferencia de potencial aplicado aumenta: Cuando a través de las interfases comienza a producirse una transferencia neta de carga, el sistema se aparta del equilibrio y comienzan a ocurrir fenómenos irreversibles. Entonces, la diferencia de potencial en las interfases se aparta de su valor reversible (o más generalmente de corriente nula) y las interfases se polarizan. [20] El resumen de eficiencias calculadas puede verse en la tabla 51.

Puede observarse cómo la eficiencia, en el potencial máximo aplicado, las eficiencias de las MEAs tienen un rango de 59% a 79%. La temperatura termina siendo un factor determinante en

el proceso de electrólisis, así como la carga electrocatalítica, comprobando que la MEA-1, la cual difirió de las otras 3 en que su carga anódica era de IrRuOx, en lugar de PtB.

Tabla 51. Eficiencias calculadas en el proceso de electrólisis.

Eficiencia %			
Membrana	20°C	40°C	60°C
MEA-1	63,15	73,01	79,70
MEA-2	59,46	66,27	69,82
MEA-3	60,12	65,34	72,78
MEA-4	59,97	65,05	72,96

En cuanto a los ensayos EIS, las siguientes Figuras (75 y 76) muestran los diagramas de Nyquist para la configuración estudiada a 1.6 y 1.7 V para 20 y 40 °C, de acuerdo con el modelo mencionado en el punto 5.3.6. Este modelo se basó en el estudio de la impedancia equivalente de la celda, aislando los diferentes procesos que ocurren en su interior.

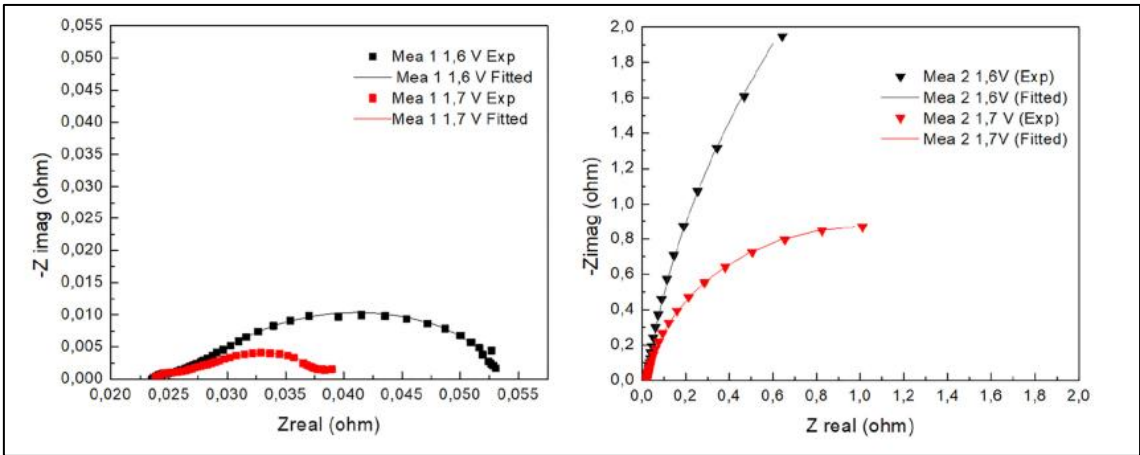


Figura 75. Diagramas de Nyquist para la MEA 1 (izquierda) y MEA 2 (Derecha) a 20°C.

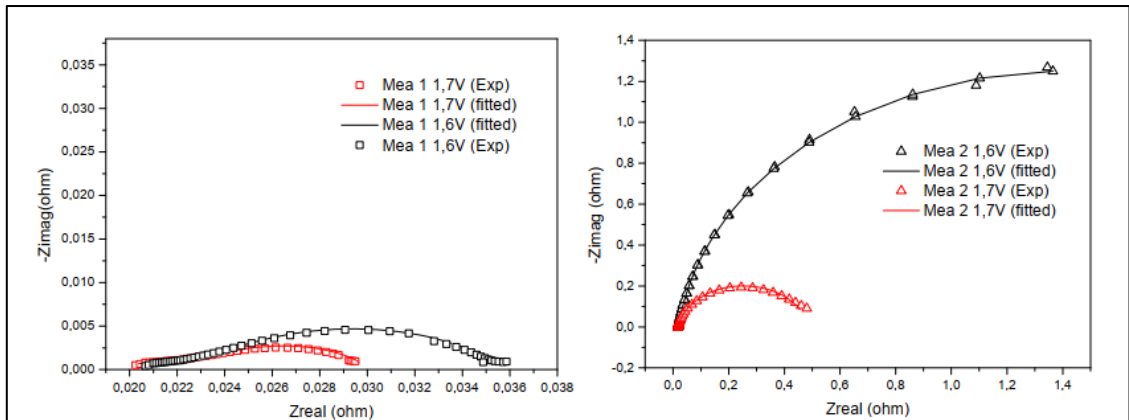


Figura 76. Diagramas de Nyquist para la MEA 1 (izquierda) y MEA 2 (Derecha) a 40°C.

Los parámetros de impedancia se obtuvieron mediante ajuste del modelo de circuito equivalente mostrado en la figura 61, donde R_0 , R_1 y R_2 son las resistencias óhmicas y de transferencia de carga (anódica y catódica), Y_{o1} , Y_{o2} , α_1 y α_2 son las pseudo capacitancias y los exponentes de los CPE de transferencia de carga (Tablas 52 y 53)

Tabla 52. Resultados de los ensayos EIS a 1.6V para las MEAs 1 y 2.

Parámetros Ajustados	20 °C		40 °C	
Potencial aplicado: 1.6 V	MEA1	MEA2	MEA1	MEA2
$Y_{o1} (S \cdot s^\alpha)$	10,3	39,2	14,9	53,7
α_1	0,42	0,43	0,37	0,47
$R_0 (m\Omega)$	23,3	20,5	19,9	17,6
$R_1 (m\Omega)$	25.060	135.000	7,7	51.480
$Y_{o2} (S \cdot s^\alpha)$	4,5	0,74	4,4	0,58
α_2	0,89	0,96	0,91	0,93
$R_2 (m\Omega)$	22,6	8.490	8,6	2.742
$t_1 (s)$	$2,70 \times 10^{-3}$	$4,60 \times 10^8$	$2,70 \times 10^{-3}$	$2,10 \times 10^7$
$t_2 (s)$	10,3	39,2	14,9	53,7

Tabla 53. Resultados de los ensayos EIS a 1.7V para las MEAs 1 y 2.

Parámetros Ajustados	20 °C		40 °C	
Potencial aplicado: 1.7 V	MEA1	MEA2	MEA1	MEA2
$Y_{o1} (S \cdot s^\alpha)$	5,4	50,8	4,4	0,36
α_1	0,45	0,42	0,47	0,5
$R_0 (m\Omega)$	23,3	20,5	19,5	17,7
$R_1 (m\Omega)$	6,9	25.060	5,1	3.000
$Y_{o2} (S \cdot s^\alpha)$	3,8	0,8	4	0,66
α_2	0,91	0,94	0,89	0,9
$R_2 (m\Omega)$	7,64	1.841	4,8	470
$t_1 (s)$	$6,50 \times 10^{-4}$	$5,50 \times 10^5$	$3,10 \times 10^{-4}$	1,2
$t_2 (s)$	0,02	1,5	0,01	0,27

Los valores de resistencia, asociados con la resistencia óhmica, son similares para ambos conjuntos y, como se esperaba, no cambian con el potencial. Por otro lado, las resistencias de transferencia de carga para las reacciones anódicas y catódicas muestran la tendencia esperada, siendo siempre más bajas para la MEA-1, lo cual representa reacciones con constantes de tiempo más bajas para ambos puntos de polarización. Se observó una mayor eficiencia de la reacción electroquímica a mayor potencial para ambas MEAs. Este hecho se evidenció por resistencias más bajas y constantes de velocidad anódicas y catódicas más altas. La resistencia óhmica se mantuvo constante, como era esperado, mientras que las resistencias de transferencia de carga disminuyeron con el aumento del potencial, probablemente debido a barreras de energía de

activación reducidas en las reacciones de transferencia de carga. Además, se observó una mayor eficiencia electroquímica a temperaturas más altas para ambas MEAs. Este hecho se evidenció por resistencias de transferencia de carga y óhmicas más bajas, resultando en constantes de tiempo más bajas asociadas a las reacciones de transferencia de carga anódicas y catódicas.

5.5. Conclusiones preliminares del Capítulo V: Construcción de un banco de pruebas experimental y estudio de Electrólisis PEM.

- Se construyó un banco de pruebas de electrólisis PEM de una sola celda para el Grupo Interdisciplinario de Ingeniería Electroquímica (GIIE) de la UDELAR. Se llevaron a cabo procesos de prueba de hidratación, activación, EIS y voltametría lineal y cíclica para caracterizar 4 membranas: MEA-1 N115 (Carga anódica de IrRuOx) y MEA-2, N117, MEA-3 N212 y MEA-4 N1110 (Carga anódica de PtB). Al analizar las curvas de polarización, se observó que la membrana que mostró mayor eficiencia, para todas las condiciones de temperatura y voltaje aplicado, fue la N115, con una carga anódica heterogénea compuesta de IrRuOx. Esta tendencia de rendimiento fue consistente con la producción de hidrógeno medida por el caudalímetro, que fue notablemente superior para MEA-1. En contraste, las MEAs de carga anódica de PtB, demostraron una notable disminución en el rendimiento debido a la influencia de los sobrepotenciales de activación.
- De los estudios de EIS sobre las MEAs 1 y 2, se pudo observar claramente la tendencia de resistencias y sobrepotenciales de acuerdo con diferentes controles de proceso para la segunda. Los valores de R_o , asociados con la resistencia óhmica, fueron similares para ambas MEAs y, como se esperaba, no cambian con el potencial. Por otro lado, las resistencias de transferencia de carga para las reacciones anódicas y catódicas muestran la tendencia esperada, siendo siempre menor para MEA-1, que presenta las reacciones de constantes de tiempo más bajas para ambos puntos de polarización. Un potencial de inicio bajo para la reacción de evolución de oxígeno mostrado para MEA-1 significa que habrá un menor consumo de energía para alcanzar la misma eficiencia o tasa de generación de gas en comparación con el caso de alto potencial de inicio mostrado para MEA-2. El catalizador de mejor rendimiento no necesariamente tiene la mayor vida útil. Aunque diferentes grosores de membrana resultarían en diferentes rendimientos electroquímicos debido al cambio en la resistencia iónica, para el grosor estudiado no observamos un cambio en la resistencia iónica.

- Los resultados experimentales de caracterización de MEAs en la electrólisis PEM demostraron un aumento en la eficiencia con la temperatura, reflejado en corrientes más altas para un potencial dado y constantes de tiempo más bajas resultantes en las corridas de EIS.
- Las caracterizaciones de distintas MEAs evidenciaron una eficiencia del proceso de electrólisis PEM en un rango entre el 60% y 80%, dependiendo de factores como la temperatura del proceso, la carga anódica y el tipo de membrana utilizada.

6. Conclusiones generales del trabajo.

- Uruguay requeriría 251 MW de capacidad instalada (ó 291 MW si se sobredimensiona por degradación) en plantas de electrólisis para aprovechar 2000 GWh/año de renovables, con una inversión de aproximadamente 400 millones de USD. Esto demandaría entre 526-465 MW de potencia instalada de generación eólica o 1297-1067 MW de generación solar fotovoltaica, lo cual estaría entre un 3% y un 7% de la proyección de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y sus derivados (19 GW de potencia instalada de EERR).
- La capacidad instalada de la planta dimensionada en el capítulo 3 (251 MW), para la implementación de tecnologías PtX, posicionaría a este proyecto como uno de los más importantes en Uruguay, representando el 25% de la capacidad estimada del proyecto HIF (1GW) y superando ampliamente a otros como Tambor (150 MW), confirmando así su relevancia estratégica.
- La inyección de hasta 20% de hidrógeno en la infraestructura existente de gas natural en Uruguay requeriría una capacidad instalada de electrólisis entre 11 MW (PEM) y 12 MW (AEL), y dicha mezcla no afectaría a la infraestructura existente de Gas Natural, ni al usuario final. Esta estrategia optimizaría la gestión de renovables y reduciría emisiones, aunque enfrenta desafíos técnicos y regulatorios.
- Mezclar un 20% de hidrógeno con gas natural reduciría las emisiones de CO₂ en 7,3% respecto a la combustión de GN, pero solo representaría 1,83% del total de emisiones de CO₂ del sector energético nacional, debido a la baja participación del GN en la matriz energética uruguaya (1%).
- La inyección de hidrógeno en redes de gas natural reduciría la importación de GN: un 5% de H₂ mezclado con GN disminuiría su uso en 1,63%, un 10% en 3,38% y un 20% en 7,30%, equivalente a 5,25 millones de Sm³ de GN.

En cuanto al trabajo experimental:

- Las curvas de polarización construidas confirmaron que la MEA con carga anódica de IrOxRu presenta menores resistencias de transferencia de carga y menor potencial de inicio de la reacción, en comparación con las MEAs de carga anódica de PtB, las cuales presentaron una clara disminución de su rendimiento en el proceso, debido a la alta influencia de los sobrepotenciales.

- La temperatura de operación de la electrólisis es determinante para la eficiencia del proceso. A mayor temperatura se obtendrían mayores corrientes medidas (producción de hidrógeno) a paridad de diferencia de potencial aplicado.
- Los catalizadores de mayor rendimiento en el proceso de electrólisis no necesariamente tendrán la mayor vida útil.
- La eficiencia de la electrólisis PEM estudiada a escala laboratorio se encuentra entre 60% y 80%, dependiendo de las variables más importantes del proceso: la temperatura de operación, el tipo de membrana y la carga anódica de la MEA.

7. Bibliografía

- [1] A. Maroufmashat y M. Fowler, «Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways,» *Energies*, vol. 10, n° 8, p. 1089, 2017.
- [2] M. Scarone, E. V. y S. W., «Energy Surpluses and Renewable Energy Backup,» Secretaría de Energía - MIEM, Montevideo, Uruguay, 2018.
- [3] N. Medina, M. Scarone, W. Sierra, M. Coopman, C. Correa, M. J. González y G. Irrazabal, «Hidrógeno Verde: Un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización,» Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Montevideo, Uruguay, 2021.
- [4] J. R. Ares, F. Leardini, C. Sánchez, J. F. Fernández y I. J. Ferrer, «El Hidrógeno como vector energético: Mucho hecho pero casi todo por hacer.,» Dpto. de Física de Materiales. Facultad de Ciencias. Universidad Autónoma de Madrid, Madrid, España., 2019.
- [5] IRENA, «Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.
- [6] UNFCCC, «Acuerdo de París,» Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), París, Francia, 2015.
- [7] GIZ; PtX Hub, «PtX. Sustainability Dimensions and Concerns,» PtX Hub, Berlin, Alemania., 2019.
- [8] M. Carus, L. R. A. Dammer y S. P., «Renewable carbon: Key to a sustainable and future-oriented chemical and plastic industry: Definition, strategy, measures and potential.,» nova-Institute, Hürt, Alemania, 2020.
- [9] IEA, «World energy outlook,» International Energy Agency, París, Francia, 2024.
- [10] R. Vásquez y F. Salinas, «Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Santiago de Chile, Chile, 2019.

- [11] IRENA, «World Energy Transitions, Outlook 2023: 1.5° C Pathway,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.
- [12] M. Rupérez, «El hidrógeno verde, ¿burbuja o una realidad energética?: Analizando la rentabilidad del sector,» OBS Business School, Barcelona, España, 2023.
- [13] C. J. Quarton y Sheila Samsatli, «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*, vol. 98, n° ISSN 1364-0321 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>, pp. 302-316, 2018.
- [14] D. Mahajan, K. Tan, T. Venkatesh, P. Kileti y C. Clayton, «Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review,» *Energies*, vol. 15, n° 10. <https://doi.org/10.3390/en15103582>, p. 3582, 2022.
- [15] B. Erdener, B. Sergi, O. J. Guerra, A. Chueca, K. Pambour, C. Brancucci y B. Hodge, «A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, n° 14. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.254>, pp. 5595-5617, 2023.
- [16] Fundación Hidrógeno Aragón (FHA), «HIGGS Project: Systematic validation of hydrogen admixture into the high pressure gas grid,» European Research Institute for Gas and Energy Innovation a.i.s.b.l., Bruselas, Bélgica, 2023.
- [17] F. Li, D. Liu, K. Sun, S. Yang, F. Peng, K. Zhang, G. Guo y Y. Si, «Towards a Future Hydrogen Supply Chain: A Review of Technologies and Challenges,» *Sustainability*, vol. 16, n° 1890. <https://doi.org/10.3390/su16051890>, 2024.
- [18] MIEM, «Hoja de Ruta del Hidrógeno verde y derivados en Uruguay,» MIEM, Montevideo, Uruguay., 2023.
- [19] A. L. d. Lavoisier, *Traité élémentaire de chimie, présenté dans un ordre nouveau et d'après les découvertes modernes*, 1, pág. 38-66, experimento 3 ed., París, Francia: Académie des sciences, 1789.
- [20] F. Zinola, *Electroquímica fundamental y aplicaciones*, Montevideo, Uruguay: DIRAC, 2008.

- [21] J. Llorca, «El hidrógeno y nuestro futuro energético,» Universitat politècnica de Catalunya, Barcelona, España., 2010.
- [22] IEA, «Global Hydrogen Review 2024,» International Energy Agency, París, Francia., 2024.
- [23] J. Linares y B. Moratilla, «El hidrógeno y la Energía,» Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, Madrid, España., 2007.
- [24] L. Fernandez Roldan, «Ecología Verde,» 31 Octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.ecologiaverde.com/acuerdo-de-paris-en-que-consiste-paises-y-objetivos-2294.html>. [Último acceso: 2022].
- [25] M. Sanchez D., «Tesis doctoral: Desarrollo y validación de un modelo para la simulación de sistemas de electrólisis alcalina, para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables,» Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España., 2019.
- [26] L. Amrani, «Tesis de maestría: Estudio y diseño de un sistema híbrido para la producción de hidrógeno,» Universidad de Sevilla, Sevilla, España., 2022.
- [27] R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvisen y J. O'Brien, «Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems,» *Progress in Nuclear Energy*, vol. 123, nº <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103317>, p. 103317, 2020.
- [28] S. Bruce, M. Temminghoff, J. Hayward, E. Schmidt, C. Munnings, D. Palfreyman y P. Hartley, «National Hydrogen Roadmap,» CSIRO, Australia, 2018.
- [29] Banco Mundial, «Grupo Banco Mundial,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.bancomundial.org/es/country/uruguay/overview>. [Último acceso: 9 Septiembre 2024].
- [30] F. Barth, T. Winkel, W. Vanhoudt, A. Kuronen, M. Lehtovaara, M. Altmann, P. Schmidt, K. Veum, M. Weeda, J. Castro y K. Nürnberger, «Towards a Dual Hydrogen Certification System for Guarantees of Origin and for the Certification of Renewable Hydrogen in Transport and for Heating & Cooling,» FCH - Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Bruselas, Bélgica., 2019.

- [31] B. Bouzas, «Tesis de Maestría: Hidrógeno como vector energético,» Universidad de la República, Montevideo, Uruguay., 2023.
- [32] C. Chu, K. Wu, B. Luo, Q. Cao y H. Zhang, «Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology - A review,» *Carbon resources conversion*, vol. 6, pp. 334-351, 2023.
- [33] C. Hornberg, C. Kemfert, C. Dornack, W. Köck, W. Lucht, J. Settele y A. Töller, «Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse,» Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Berlin, Alemania, 2021.
- [34] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel K., F. Graf, S. R. R. Bajohr y T. Kolb, «Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,» *Renewable Energy*, vol. 85, nº <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>, pp. 1371-1390, 2016.
- [35] ISC3, «Hydrogen economy and sustainability: Towards a PtX roadmap for Uruguay,» ISC3 White Paper, Bonn, Alemania, 2022.
- [36] J. de Freitas y J. Nunes, Gás natural aplicado à indústria e ao grande comércio, Sao Paulo, Brasil: Blucher, 2010.
- [37] R. Schröer y R. Vásquez, «Inyección de hidrógeno en redes de gas natural,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Eschborn, Alemania, 2021.
- [38] ENARGAS, «NAG 100: Normas Argentinas Mínimas de Seguridad el transporte y distribución de Gas Natural y otros gases por cañería,» Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Argentina, 1993, Adenda: 2016.
- [39] URSEA, «Reglamento de Instalaciones Fijas de Gas Combustible,» Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), Montevideo, Uruguay, 2014.
- [40] M. Tenconi V., «Diseño de una planta de inyección de Hidrógeno en una red de gas natural,» Master interuniversitario en tecnologías del Hidrógeno, 2da Edición, Zaragoza, España, 2024.

- [41] M. Penev, M. Melaina, B. Bush, M. Muratori, E. Warner y Y. Chen, «Low-Carbon Natural Gas for Transportation: Well-to-Wheels Emissions and Potential Market Assessment in California,» Joint Institute for Strategic Energy Analysis.
- [42] T. Scherz, «Diario El País,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.elpais.com.uy/sostenible/descarbonizacion-en-refineria-de-la-teja-equivale-a-introducir-45-000-autos-electricos-en-el-pais>. [Último acceso: 2024].
- [43] URSEA, «Resolución 349/024: Reglamento de seguridad de proyectos de hidrógeno como fuente de energía secundaria,» URSEA, Montevideo, Uruguay, 2024.
- [44] DNE - MIEM, «Balance Energético Nacional (BEN),» MIEM, Montevideo, Uruguay., 2022.
- [45] GCDS, «Gasoducto Cruz del Sur, S.A.,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.gcds.com.uy/>. [Último acceso: 2024].
- [46] R. Vásquez T., P. Tello, J. Fuster, R. Farías, E. Espinoza y N. Machuca, «Inyección de hidrógeno en redes de gas natural,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH , Eschborn, Alemania, 2021.
- [47] A. Salihu, D. Aniezi, N. Petrus, O. Ikechukwu y A. Gimba, «Determination of the Optimal Blend Ratio of Hydrogen in Natural Gas System Using Physical Properties as Basis,» Territorio Capital Federal Abuja, Nigeria, 2023.
- [48] A. Shkarovskiy y T. V. Koliienko, «Interchangeability and standardization of the Parameters of combustible Gases when using Hydrogen,» *Architecture and Engineering*, vol. 7, nº <https://doi.org/10.23968/2500-0055-2022-7-1-33-45>, pp. 33-45, 2022.
- [49] ENARGAS, «NAG-602: Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos.,» Ente Nacional Regulador del Gas, Buenos Aires, Argentina, 2019.
- [50] A. Ursúa, L. Marroyo, E. Gubía, L. M. Gandía, P. M. Diéguez y P. Sanchiz, «Influence of the power supply on the energy efficiency of an alkaline water electrolyser,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, nº 8, pp. 3221-3233, 2009.

- [51] Heymo Ingeniería & Ariema Energía y Medio Ambiente, «Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Paraguay y Uruguay.,» Viceministerio de Minas y Energía, Asunción, Paraguay, 2020.
- [52] R. Solasi, Y. Zou, X. Huang, K. Reifsnider y D. Condit, «On mechanical behavior and in-plane modeling of constrained PEM fuel cell membranes subjected to hydration and temperature cycles,» *Journal of Power Sources*, vol. 167, n° doi:10.1016/j.jpowsour.2007.02.025, pp. 366-377, 2007.
- [53] A. Noor Azam, T. Ragunathan, N. Zulkefli, M. Masdar, E. Majlan, R. Mohamad Yunus, N. Shamsul, T. Husaini y S. Shaffee, «Investigation of Performance of Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolysis with Different Operating Conditions.,» *Polymers*, vol. 15, n° 1301, 2023.
- [54] IEA, «International Energy Agency,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>; <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedCCTag=Hydrogen&selectedVCStep=Production&selectedSector=Hydrogen>. [Último acceso: 2024].
- [55] M. Mansourkiaei, «Tesis doctoral: Optimization of control strategies of degradation management for power-to-power systems,» ScuDO - Politecnico di Torino, Turín, Italia, 2022.
- [56] S. Krishnan, V. Koning, M. T. de Groot, A. de Groot, P. Granados M., M. Junginer y G. J. Kramer, «Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, n° 83, pp. 32313-32330, 2023.
- [57] H. Noordende, P. Ripson y H. G. s. E. project, «Gigawatt green hydrogen plant,» Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), Amersfoort, Países Bajos, 2020.
- [58] A. Reyes, «Artículo técnico: Balance of plant (BoP) of an Electrolyser,» SynerHy, Madrid, España, 2022.
- [59] G. C. D. Lab, «Our World in Data,» 2025. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/global-energy-consumption-source>. [Último acceso: Enero 2025].

- [60] DNE - MIEM, «Balance Energético Nacional (BEN),» MIEM, Montevideo, Uruguay., 2023.
- [61] DNE - MIEM, «Balance Energético Nacional (BEN),» MIEM, Montevideo, Uruguay., 2021.
- [62] G. Díaz C., «Fin de tres años de sequía: Uruguay hace balance de la peor crisis hídrica en 70 años,» *El País*, pp. <https://elpais.com/america-futura/2024-02-26/fin-de-tres-anos-de-sequia-uruguay-hace-balance-de-la-peor-crisis-hidrica-en-70-anos.html>, 26 febrero 2024.
- [63] Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático (SNRCC), «Estrategia Climática de Largo Plazo de Uruguay,» Ministerio de Ambiente, Montevideo, Uruguay., 2021.
- [64] H. Taekker M., «Water treatment for green hydrogen,» Eurowater - Grundfos Co., Skanderborg, Dinamarca., 2022.
- [65] IRENA & Bluerisk, «Water for hydrogen production,» International Renewable Energy Agency, Bluerisk, Abu Dhabi, 2023.
- [66] Investing.com, «Investing,» 2024. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [67] WEC, «World Energy Trilemma,» World Energy Council, Londres, Inglaterra, 2024.
- [68] MIEM, «Resolución N° 294/022 - IMPLEMENTACION Y ADMINISTRACION DEL "PROGRAMA H2U", A CARGO DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA, DESTINADO A PROMOVER EL DESARROLLO DEL HIDROGENO VERDE EN URUGUAY,» Ministerio de Industria, Energía y Minería, Montevideo Uruguay, 2023.
- [69] MIEM, «Portal del Ministerio de Industria, Energía y Minería,» 29 12 2022. [En línea]. Available: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/programa-h2u>. [Último acceso: enero 2025].
- [70] International PtX Hub, «Análisis de las necesidades regulatorias para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH , Berlin, Alemania, 2024.

- [71] MIEM, «Portal del Ministerio de Industria, Energía y Minería,» [En línea]. Available: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/proyectos-hidrogeno-verde-derivados-uruguay>. [Último acceso: marzo 2025].
- [72] H. Broadbent, «Renew Economy (Australia),» 2021. [En línea]. Available: https://reneweconomy.com.au/the-top-15-wind-and-solar-power-countries-in-2020/#google_vignette. [Último acceso: 2022].
- [73] BID/CAF, «Hidrógeno Verde: un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización,» Banco Interamericano de Desarrollo, Montevideo, Uruguay, 2021.
- [74] MIEM & PoR, «Hydrogen Supply Chain (Uruguay - Port of Rotterdam),» Ministerio de Industria, Energía y Minería - Port of Rotterdam, <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/Hydrogen%20-%20Uruguay%20%26%20Port%20of%20Rotterdam.pdf>, 2021.
- [75] K. Komatsid y S. Jiriwibhakorn, «Load Leveling Application of Energy Storage System for Generation Expansion Planning,» *TENCON 2018 - 2018 IEEE Region 10 Conference*, n° doi: 10.1109/TENCON.2018.8650357, pp. 0122-0127, 2018.
- [76] M. Scaltritti, «Tesis de maestría: Sistemi di accumulo di energia elettrica basati su celle a ossidi solidi reversibili (RSOC): dimensionamento e simulazioni preliminari,» Politécnico de Milán, Milán, Italia., 2016.
- [77] C. Funez y L. Reyes-Bozo, «El hidrógeno como vector energético: Pieza clave en la descontaminación de la economía chilena,» Universidad Autónoma de Chile, Santiago de Chile, Chile., 2019.
- [78] M. Müller, M. Pfeifer, D. Holtz y K. Müller, «Comparison of green ammonia and green hydrogen pathways in terms of energy efficiency,» *Fuel*, vol. 357, n° <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129843>, p. 129843, 2024.
- [79] N. Ibagón, P. Muñoz, V. Díaz, E. Teliz y G. Correa, «Techno-economic analysis for off-grid green hydrogen production in Uruguay,» *Energy Storage*, vol. 67, n° <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107604>, p. 107604, 2023.

- [80] IRENA, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [81] Cummins Inc., «Varenes Carbon Recycling selects Accelera by Cummins to manufacture, supply 90MW electrolyzer system in Quebec,» Cummins Inc., <https://www.businesswire.com/news/home/20230320005244/en/>, 2023.
- [82] J. Hodges, W. Geary, S. Graham, P. Hooker y R. Goff, «Research Report: Injecting hydrogen into the gas network,» Health & Safety Executive (HSE), Buxton, Reino Unido., 2015.
- [83] M. Ozturk y I. Dincer, «A comprehensive review on power-to-gas with Hydrogen options for cleaner applications,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, n° <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.066>., pp. 31511-31522, 2021.
- [84] B. J. Lowesmith, G. Hankinson, C. Spataru y M. Stobart, «Gas build-up in a domestic property following releases of methane/hydrogen mixtures,» *International Journal of hydrogen energy*, vol. 34, n° [doi:10.1016/j.ijhydene.2009.01.060](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.01.060), pp. 5932-5939, 2009.
- [85] A. Salihu, D. Aniezi, N. Petrus, O. Ikechukwu y A. Gimba, «Hydrogen in Natural Gas System Using Physical Properties as Basis,» Territorio Capital Federal Abuya, Nigeria, 2023.
- [86] M. Martínez y R. Pérez P., Ingeniería de gas natural: Características y comportamiento de los hidrocarburos, 1 ed., Maracaibo, Venezuela: Germore C.A. ; Ingenieros Consultores, SRL, 1995.
- [87] AGA, AGA report #8: Thermodynamic properties of natural gas and related gases, 3 ed., Washington DC, Estados Unidos: American Gas Association, 2017.
- [88] J. Sánchez-Laínez, A. Cerezo, M. Storch, J. Aragón, E. Fernández, V. Madina y V. Gil, «Enabling the injection of hydrogen in high-pressure gas grids: Investigation of the impact on materials and equipment,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, n° <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.220>, pp. 1007-1018, 2024.

- [89] GERG, «Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst,» European Gas Research Group - N.V. Nederlandse Gasunie SES6/CT/2004/502661, Bruselas, Bélgica, 2010.
- [90] H. Noordende y R. Bollen, «Safety aspects of Green Hydrogen Production on Industrial Scale,» Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), Amersfoort, Países Bajos, 2023.
- [91] Energy News Events, S.L., «Hidrógeno Verde,» 2024. [En línea]. Available: <https://hidrogeno-verde.es/nortegas-pruebas-inyeccion-de-mezcla-h2-en-la-red/>.
- [92] N. Gallandat, K. Romanowicz y A. Züttel, «An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters,» *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 5, nº DOI: 10.4236/jpee.2017.510003 , pp. 34-49, 2017.
- [93] IEA, «The future of hydrogen,» International Energy Agency, Karuizawa, Japón., 2019.
- [94] D. -. MIEM, «Visualizador de gráficos del BEN,» 2023. [En línea]. Available: https://visualizador.gobiernoabierto.gub.uy/visualizador/api/repos/%3Apublic%3Aorganismos%3Amiem%3Amiem_ben.wcdf/generatedContent.
- [95] H. Vries, A. Mokhov y H. Levinsky, «The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment,» *Applied Energy*, vol. 208, nº <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.049>, pp. 1007-1019, 2017.
- [96] EY Parthenon, «Shortage of electrolyzers for green hydrogen,» Ernst & Young Parthenon, Gurgaon, India, 2023.
- [97] N. Preston, A. Maroufmashat, S. Barbouti, U. Mukherjee, P. Tang, J. Wang y A. Elkamel, «Environmental and Safety Analysis of Using Hydrogen Enriched Natural Gas (HENG) in Industrial Facilities.,» *Energies*, vol. 14, nº <https://doi.org/10.3390/en14092445>, p. 2445, 2021.
- [98] D. Ferrero, M. Gamba, A. Lanzini y M. Santarelli, «Power-to-Gas Hydrogen: techno-economic assessment of processes towards a multi-purpose energy carrier,» *Energy procedia*, vol. 101, nº <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.007>., pp. 50-57, 2016.

- [99] J. Vermeersch, «Tesis de grado: Diseño de construcción de una celda demostrativa para la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua,» Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile., 2018.
- [100] J. Martín, «Tesis de Maestría: Planta de producción de hidrógeno con autoconsumo de energía solar fotovoltaica,» Universidad Pontificia de Madrid, Madrid, España., 2020.
- [101] M. Santarelli, M. Cali y S. Macagno, «Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 29, n° doi:10.1016/j.ijhydene.2004.01.014, pp. 1571-1586, 2004.
- [102] R. Solasi, Y. Zou, X. Huang, K. Reifsnider y D. Condit, «On mechanical behavior and in-plane modeling of constrained PEM fuel cell membranes subjected to hydration and temperature cycles,» *Journal of Power Sources*, vol. 167, n° doi:10.1016/j.jpowsour.2007.02.025, p. 366–377, 2007.
- [103] F. Perdomo, M. Abboud, E. Teliz, F. Zinola y V. Díaz, «The influence of membrane electrode assembly's pressing on PEM fuel cell's performance,» *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, vol. 19, n° 10 <https://doi.org/10.1515/ijcre-2021-0065>, pp. 1089-1101, 2021.
- [104] A. Lasia, *Electrochemical Impedance Spectroscopy and Its Applications*, Nueva York: Springer, 2008.
- [105] T. Malkow, A. Pilenga y G. Tsotridis, «EU harmonised polarisation curve test method for low-temperature water electrolysis,» Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2018.
- [106] P. Sabatier y J. B. Senderens, «Direct Hydrogenation of Oxides of Carbon in Presence of Various Finely Divided Metals.,» *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences*, vol. 134, pp. 514-516, 1902.
- [107] W. Grove, «On the decomposition of water by Electrolysis, with the production of gases, and on the voltaic battery,» *Proceedings of the Royal Society of London*, vol. 5, n° doi: 10.1098/rspl.1839.0092., pp. 364-368, 1839.

- [108] K. Kordes, P. Marsal y L. Urry, «Dry cells, i.e. cells wherein the electrolyte is rendered non-fluid with cup-shaped electrodes of the reversed type, i.e. anode in the centre». Estados Unidos de América Patente US2960558A, 1957.
- [109] Organización de las Naciones Unidas (ONU), «Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.undp.org/>. [Último acceso: 2021].
- [110] Organización de las Naciones Unidas (ONU), «ONU - Programa para el medio ambiente,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.unep.org/es>. [Último acceso: 2021].
- [111] J. Bockris, A. Reddy y M. Gamboa-Aldeco, Modern Electrochemistry, 2 ed., Nueva York, Estados Unidos: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [112] T. Young, Course of Lectures on Natural Philosophy and the mechanical arts, 1, Vol. II ed., Londres, Inglaterra: Berdford Bury, 1807.
- [113] R. Chang, Química, sinopsis., 10 ed., Madrid, España: McGraw-Hill, Interamericana, 2013.
- [114] C. Lefrou, P. Fabry y J.-C. Poignet, Electrochemistry: The basics, with examples, 1 ed., Berlin, Alemania.: Springer, 2012.
- [115] IEA, «International Energy Agency,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedCCTag=Hydrogen&selectedVCStep=Production&selectedSector=Hydrogen>.
- [116] WEC, «World energy issues monitor,» World Energy Council, Londres, Inglaterra, 2021.
- [117] IRENA, «Estadísticas de Energía Renovable 2023,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.
- [118] R. T., R., E. Teliz y V. Díaz, «Spectroscopy electrochemical impedance characterization of membranes electrode assemblies for PEM electrolyzers,» *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, vol. 22, nº 2, pp. 97-109, 2023.

8. ANEXOS.

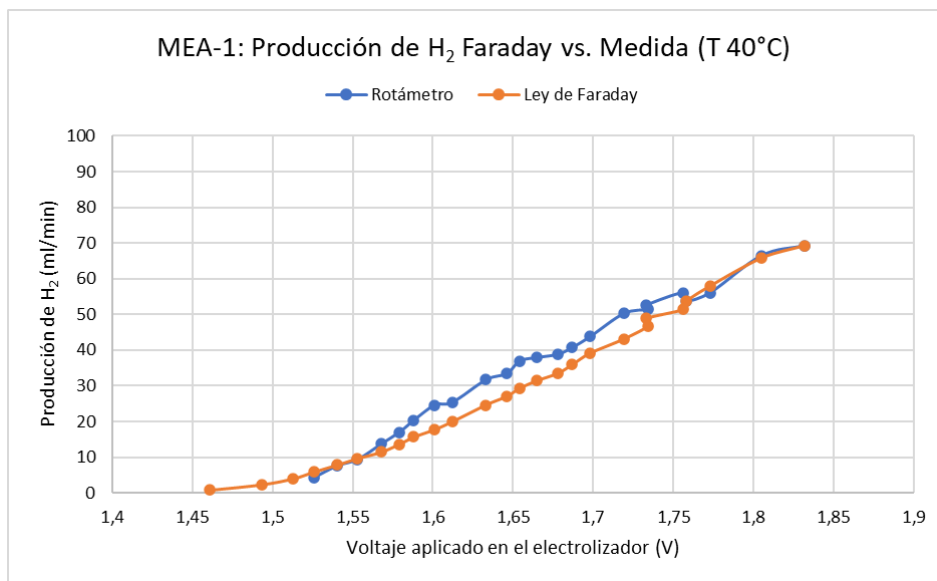
8.1. ANEXO I. BEN preliminar 2023

BALANCE PRELIMINAR

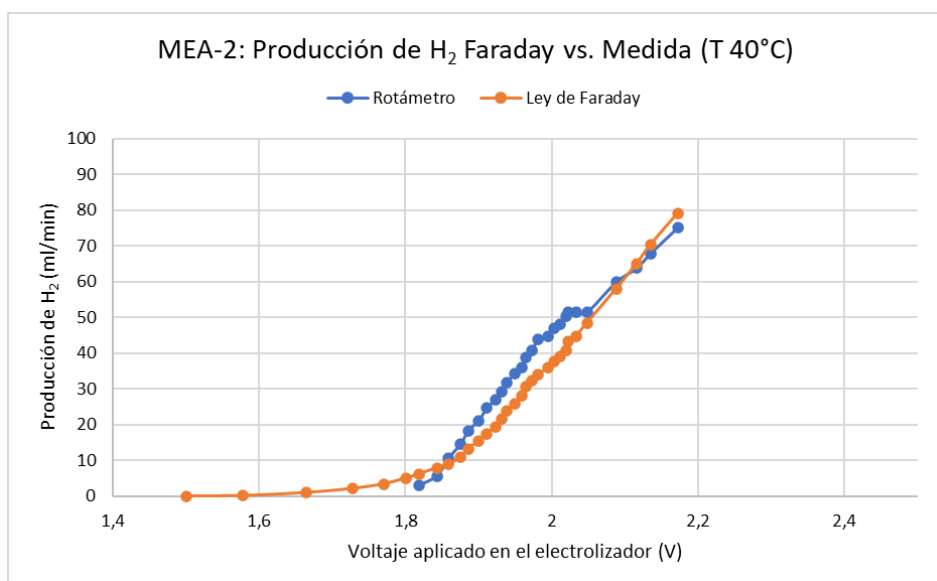
2023

	Petróleo	Carbón	Gas	Hidro-	Élica	Solar	Leña	Residuos	Primaías	Residuos	Queroseno/	Díesel oil/	Fueloil	Coque de	Gas fuel	Coque de	Carbón	Electricidad	TOTAL
	ktep	mineral	natural	energía	ktep	ktep	ktep	Industriales	biocomb.	de biomasa	Turbo	Biodíesel	ktep	petróleo	ktep	carbón	vegetal	ktep	ktep
Producción				302,4	409,7	50,2	462,2	8,5	56,2	2.175,3	486,3	695,1	116,1	19,8	5,8	42,2		1.107,8	
Importación	1.355,7	1,6	65,7						1,6	1,6	59,3	195,2	120,6	120,8	199,5	0,1	4,0	120,2	
Exportación									1,4		0,6	0,1	8,9		0,1			21,0	
Bunker internacional																			
Variación de inventario	117,1	0,6									94,2	87,8	9,9	-23,3	-0,8				
No aprovechado											4,7	-16,4	22,8						
OFERTA TOTAL	1.472,8	2,2	65,7	302,4	409,7	50,2	462,2	8,5	56,2	2.175,5	5,4	1.063,3	249,6	117,3	164,4	40,6	0,1	4,0	1.207,0
Refinería	-1.472,9																		
Centrales eléctricas servicio público				-302,4	-407,9	-37,8	-0,9			-143,6	69,6	687,8	116,1	19,8	5,8	42,2		925,7	
Centrales eléctricas autoproducción					-1,8	-4,4	-1,8			-222,9		-165,4	-28,9					182,1	
Destilerías de biomasa									-48,9			-1,0	-4,1						
Plantas de biodíesel									-7,3			7,3							
TRANSFORMACIÓN TOTAL	-1.472,9			-302,4	-409,7	-42,2	-2,7		-56,2	-366,5		-166,4	-33,0						
Consumo propio			20,6			0,1					7,9		2,2	19,8		40,6		35,1	
Pérdidas			0,2							189,9	1,0	0,2	1,1		7,8			107,9	
AJUSTE	-0,1	0,1	0,1			-0,1							0,2					-0,5	
Residencial			18,9			6,5	283,5		7,6		106,3	0,4	0,7	6,8			4,0	409,6	849,6
Comercial/Servicios/Sector público			13,0			1,2	22,1				10,5	1,1	0,0	4,3			0,0	279,7	338,1
Transporte											658,4	2,2	742,5					1,3	1.404,4
Industrial			12,9			0,3	138,8	8,5	1.611,5		8,9	1,5	16,1	199,0		0,1		350,3	2.446,6
Actividades primarias							15,1				6,6	1,7	0,0	128,5				23,6	176,6
No identificado																		2,4	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		2,1	44,8			8,0	459,5	8,5		1.619,1	5,3	886,7	213,1	96,6		0,1	4,0	1.064,5	5.217,7
Consumo final no energético		0,0									0,1			0,9	156,6				157,7
CONSUMO FINAL TOTAL		2,1	44,8			8,0	459,5	8,5		1.619,1	5,4	886,7	213,1	97,5	156,6		4,0	1.064,5	5.375,4

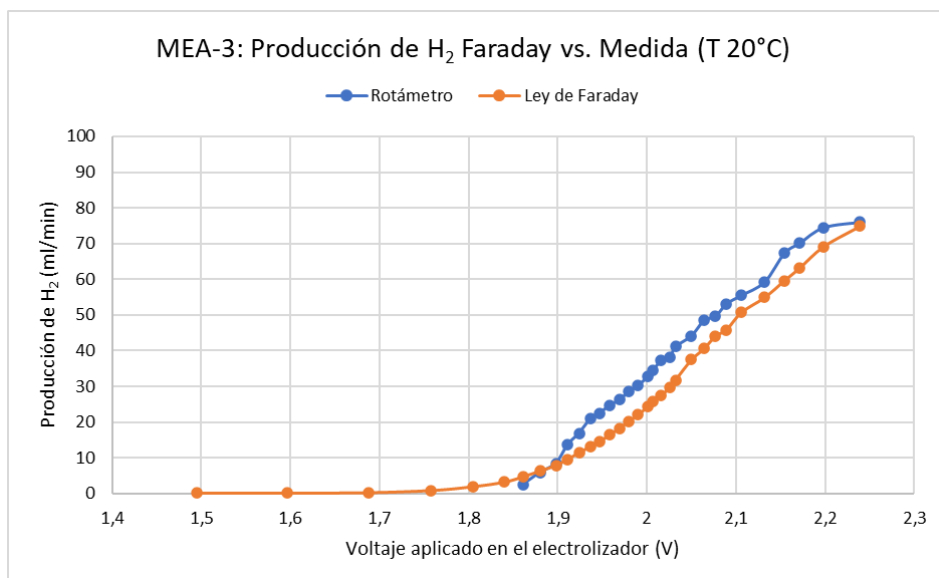
8.2. ANEXO II. Gráficas del estudio comparativo de las MEAs, capítulo 6.



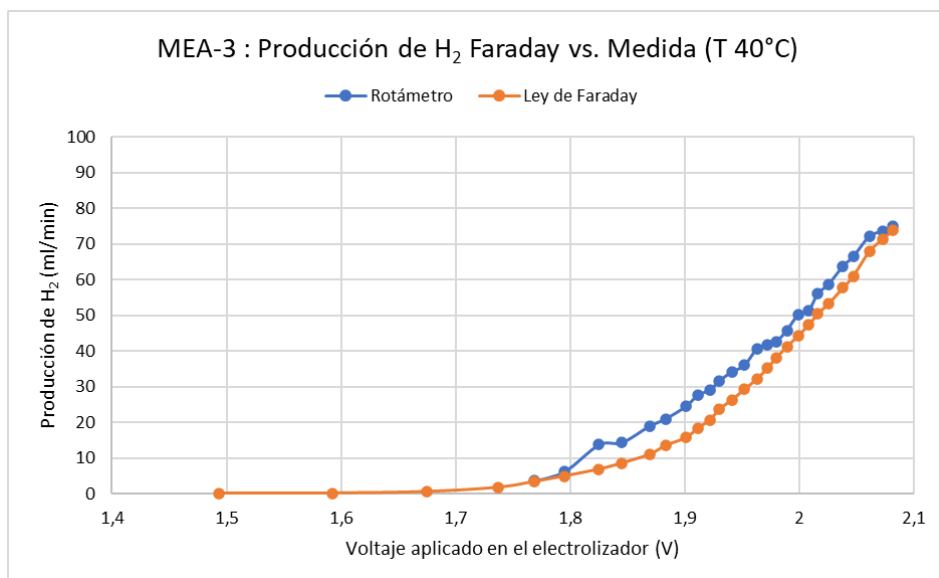
MEA-1 (40°C): Comparativa de la producción de H₂.



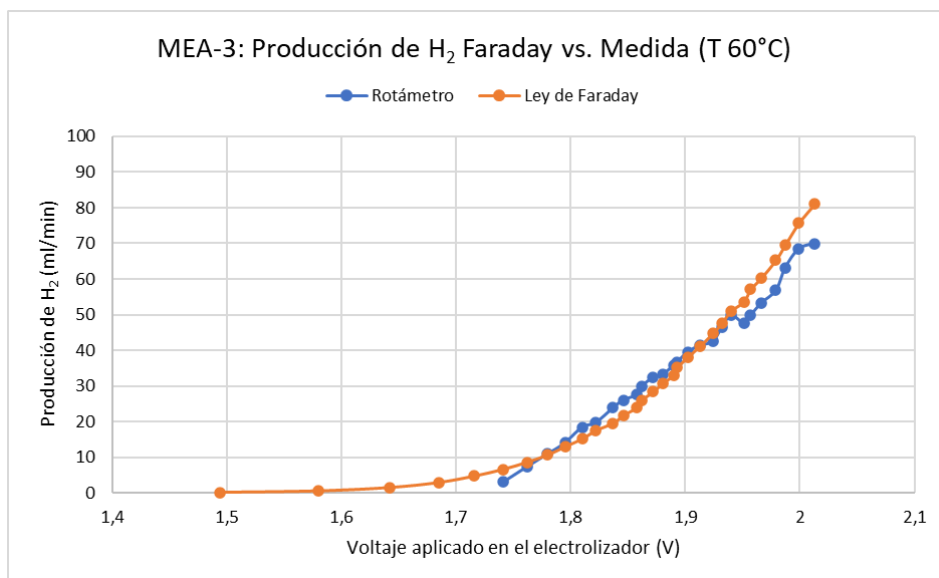
MEA-2 (40°C): Comparativa de la producción de H₂.



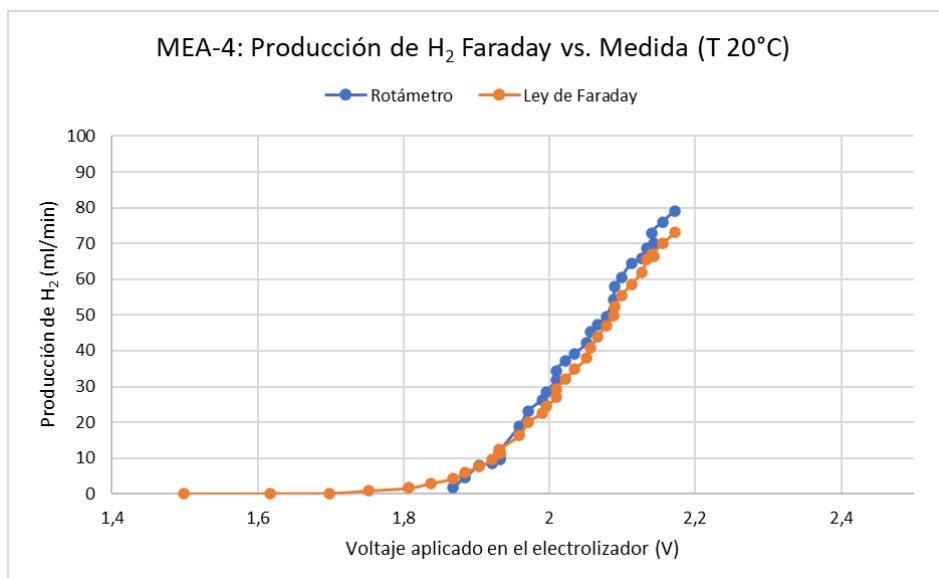
MEA-3 (20°C): Comparativa de la producción de H₂.



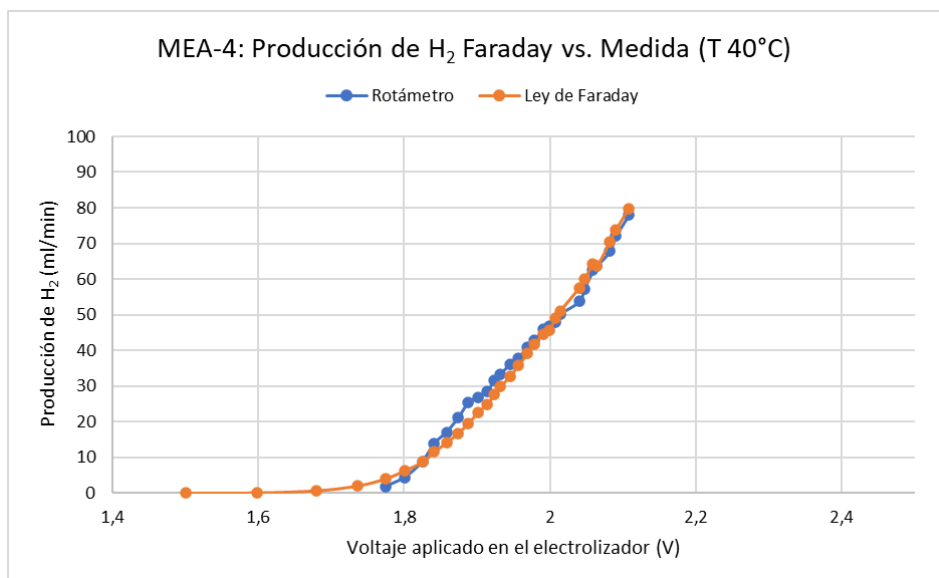
MEA-3 (40°C): Comparativa de la producción de H₂.



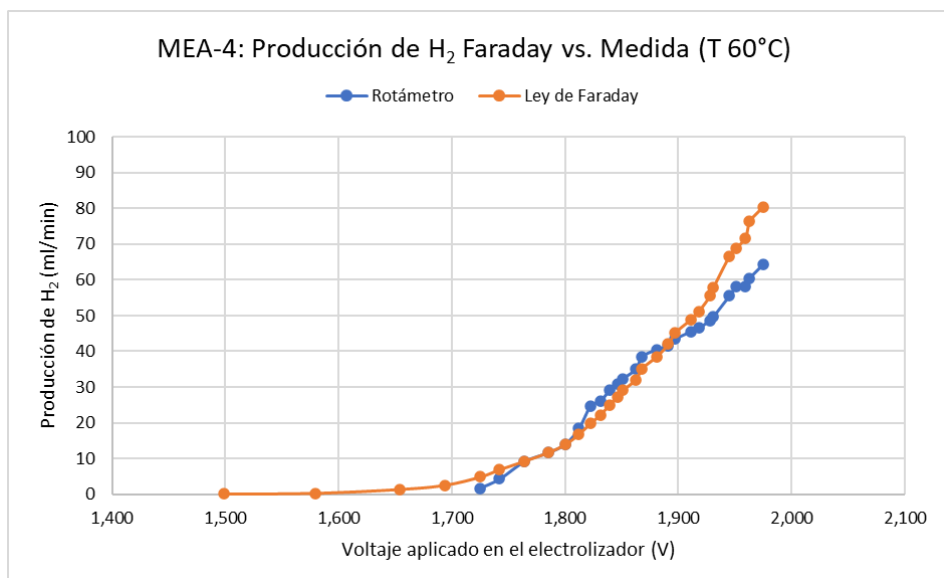
MEA-3 (60°C): Comparativa de la producción de H₂.



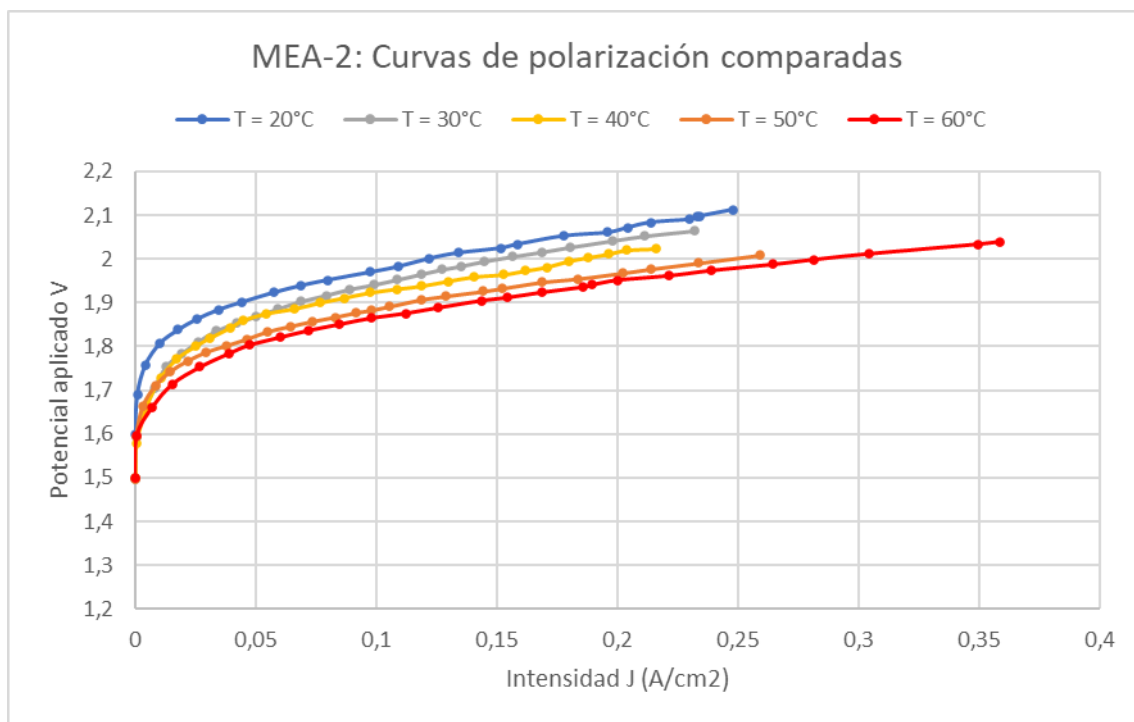
MEA-4 (20°C): Comparativa de la producción de H₂.



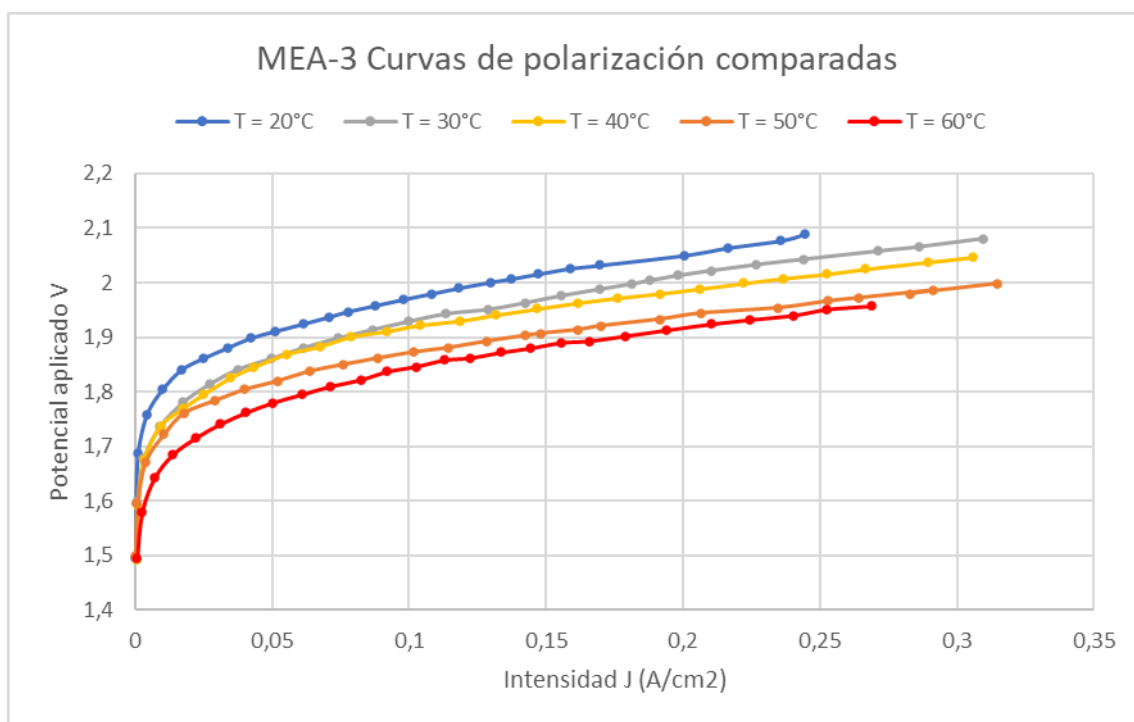
MEA-4 (40°C): Comparativa de la producción de H₂.



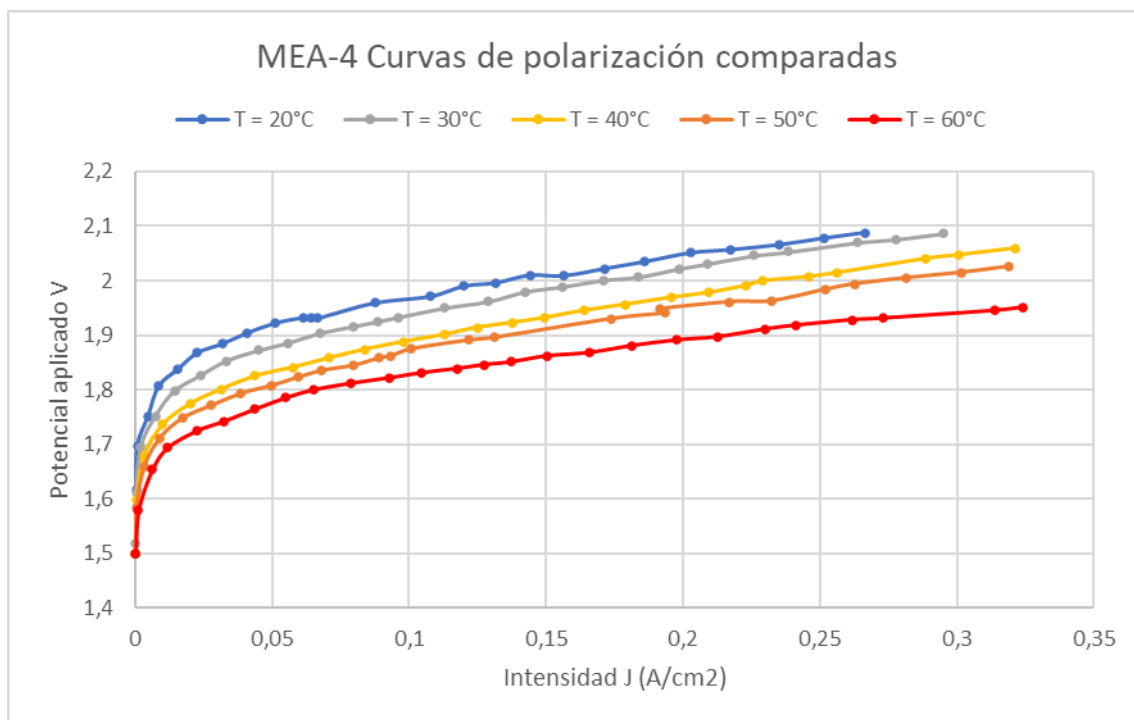
MEA-4 (60°C): Comparativa de la producción de H₂.



MEA-2: Curvas de polarización a distintas temperaturas.



MEA-3: Curvas de polarización a distintas temperaturas.



MEA-4 Curvas de polarización a distintas temperaturas.

8.3. ANEXO III. Tablas de eficiencia para las MEAs 3 y 4.

MEA 3. T = 20°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,596	0,01	0,0000160	6,257E-09	1,2513E-05	78,40
1,924	1,531	0,0029456	9,5827E-07	0,00191634	65,06
2,089	6,116	0,0127763	3,8411E-06	0,00768149	60,12

MEA 3. T = 40°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,675	0,08	0,0001340	5,35767E-08	0,000107143	79,96
1,93	2,96	0,0057128	1,98297E-06	0,003965545	69,42
2,047	7,648	0,0156555	5,1154E-06	0,010229773	65,34

MEA 3. T = 60°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,642	0,176	0,0002890	1,252E-07	0,00025038	86,64
1,81	1,785	0,0032309	1,2702E-06	0,00254011	78,62
1,957	6,716	0,0131432	4,7833E-06	0,00956567	72,78

MEA 4. T = 20°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,698	0,023	0,0000391	1,4406E-08	2,8809E-05	73,77
1,932	1,603	0,0030970	1,0044E-06	0,00200852	64,85
2,088	6,657	0,0138998	4,1681E-06	0,00833537	59,97

MEA 4. T = 40°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,654	0,156	0,0002580	1,11074E-07	0,00022213	86,09
1,901	2,819	0,0053589	1,8873E-06	0,00377424	70,43
2,059	8,031	0,0165358	5,3784E-06	0,01075579	65,05

MEA 4. T = 60°C					
Voltaje aplicado (V)	Corriente medida (A)	Energía aplicada electr. (kWh)	Hidrógeno producido (kg)	Energía aportada por H ₂ (kWh)	Eficiencia del proceso η (%)
1,499	0,003	0,0000045	2,136E-09	4,2717E-06	94,99
1,846	3,185	0,0058795	2,2671E-06	0,00453371	77,11
1,951	8,101	0,0158051	5,7663E-06	0,01153142	72,96

8.4. ANEXO IV: Publicaciones y trabajos derivados de esta investigación:

Título del trabajo	Autores	Publicación: Revista / Congreso / Jornada
Green Hydrogen: Spectroscopy Electrochemical Impedance characterization of membranes electrode assemblies for PEM electrolyzers.	Rojas Tattá, Ramón; Teliz, Erika and Díaz, Verónica.	<i>International Journal of Chemical Reactor Engineering</i> , vol. 22, no. 2, 2024, pp. 97-109.
Spectroscopy electrochemical impedance characterization of membranes electrode assemblies for PEM electrolyzers.	Rojas Tattá, Ramón; Teliz, Erika and Díaz, Verónica.	<i>34th Topical Meeting of the International Society of Electrochemistry</i> . Mar del Plata, Mar. 2023.
Green hydrogen production: Spectroscopy Electrochemical Impedance characterization of a PEM water electrolyzer.	Rojas Tattá, Ramón; Teliz, Erika and Díaz, Verónica.	<i>11th World Congress of Chemical Engineering</i> . Buenos Aires, Jun. 2023.
Grupo Interdisciplinario de Ingeniería Electroquímica (GIIE) research in green hydrogen.	R. Rojas-Tattá, G. Tejera, M. Laborda, E. Teliz, C.F. Zinola, V. Díaz.	<i>Workshop Hidrógeno Verde Latitud: Seminario de Hidrógeno Verde</i> . LATU, Montevideo, Oct. 2023.
Green hydrogen production: PEM electrolyzer electrochemical characterization.	R. Rojas-Tattá, G. Tejera, M. Laborda, E. Teliz, C.F. Zinola, V. Díaz.	<i>Workshop Hidrógeno Verde Latitud: Seminario de Hidrógeno Verde</i> . LATU, Montevideo, Oct. 2023.