

**PROYECTO DE COOPERACIÓN TRIANGULAR “ENERGÍA ASEQUIBLE Y SUSTENTABLE PARA EL PARAGUAY: IMPLEMENTANDO LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL”. PARAGUAY-URUGUAY-ALEMANIA**

**Informe Final de Asesoría “Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Uruguay y Paraguay”**



**Firma Consultora: Heymo Ingeniería y Ariema Energía y Medioambiente**

**N° de Contrato: 81256467**

**Noviembre de 2020**

INTRODUCCIÓN .....	11
1. Entregable n°1: “Comparación de las tecnologías de electrolisis alcalina y PEM” .....	13
1. Resumen Ejecutivo .....	13
2. Solicitud de Ofertas .....	14
Parámetros generales para petición de ofertas. ....	14
Listado de fabricantes a los que se les ha solicitado oferta. ....	14
3. Estudio de los condicionantes en Paraguay-Uruguay para la implementación de las tecnologías del hidrógeno. ....	17
Normativos y regulatorios. ....	17
Barreras para el despliegue de las tecnologías del hidrógeno .....	17
Condicionantes de partida de las energías renovables .....	18
Paraguay .....	18
Uruguay .....	21
Emisiones .....	27
Paraguay .....	27
Uruguay .....	27
4. Descripción de tecnologías.....	29
Tecnología de electrolito líquido alcalina (AEL). ....	32
Tecnología de membrana de intercambio protónico (PEM). ....	38
Balance de planta (BoP) .....	42
Tratamiento de agua.....	42
Acondicionamiento de potencia eléctrica.....	43
Gestión térmica.....	43
Separación líquido/gas.....	43
Purificación de gas.....	44
Particularidades en electrolizadores alcalinos .....	45
Particularidades en electrolizadores PEM.....	46
5. Análisis comparativo de tecnologías. ....	46
Análisis de costes.....	46
CAPEX.....	46
OPEX.....	49
Análisis comparativo integración con renovables, respuesta dinámica. ....	53
Respuesta dinámica .....	54
Límites operacionales por tecnologías .....	55
Integración directa en corriente continua por tecnologías .....	56
Análisis comparativo de duración, degradación de componentes principales. ....	56
Análisis comparativo de espacio ocupado. ....	58
Análisis comparativo medioambiental. ....	5
Análisis comparativo consumo energético por kg de hidrógeno. ....	60
6. Modelos de sensibilidad. ....	62
Definición de modelos basado en análisis unidimensionales de sensibilidad (precio de la electricidad, número de horas totales renovables, número de horas de funcionamiento de la planta, vida útil del stack y de la planta) .....	62
Definición de tres escenarios: pesimista, probable y optimista para usarlos en los desarrollos CAPEX-OPEX. ....	62
7. Conclusiones.....	67
8. Referencias Entregable 1.....	69
ANEXO I: Normativa aplicable .....	71

ANEXO II: Ofertas de fabricantes recibidas .....	77
2. Entregable n°2: “Estudio de condicionantes para aplicaciones de transporte pesado por carretera” .....	87
1. Resumen ejecutivo. ....	87
2. Solicitud de ofertas a los principales fabricantes de estaciones de repostaje de hidrógeno y de vehículos pesados y autobuses. ....	88
3. Estudio de posibles configuraciones de las estaciones de repostaje de hidrógeno para transporte pesado. ....	89
4. Selección de la configuración de estación de repostaje de hidrógeno .....	96
Suministro del hidrógeno .....	98
Producción in-situ .....	98
Transporte H <sub>2</sub> por tubería .....	98
Transporte en semirremolques .....	98
Componentes de la estación de repostaje seleccionada .....	98
Panel de distribución desde semirremolques .....	98
Sistema de compresión .....	99
Sistema de almacenamiento a distintas presiones. ....	100
Sistemas de pre-enfriado (Precooling) .....	101
Sistema de dispensación .....	101
5. Estudio CAPEX-OPEX de una estación de repostaje de hidrógeno para vehículos pesados..	103
Coste de fabricación H <sub>2</sub> vía electrolisis .....	103
Sobrecoste de transformación y distribución H <sub>2</sub> .....	104
Sobrecoste dispensado de H <sub>2</sub> .....	106
Modelo de Negocio de estación de suministro de hidrógeno y su uso en autobuses. ....	108
Producción de hidrógeno verde. ....	109
Almacenamiento y distribución hasta la estación de servicio. ....	109
Estación de servicio de hidrógeno (HRS). ....	109
Coste a bordo del vehículo .....	109
6. Descripción de la posible ingeniería preliminar de la planta y layout. ....	111
Sistema de compresión .....	111
Sistema de almacenamiento .....	111
Sistema de pre-enfriado .....	112
Dispensador .....	112
7. Conclusiones.....	114
8. Referencias .....	115
ANEXO III: Ofertas recibidas de HRS y transporte media carga .....	116
3. Entregable n°3: “Estudio de condicionantes para aplicaciones en transporte marítimo-fluvial” .....	123
1. Resumen ejecutivo. ....	123
2. Introducción. ....	123
3. Transporte Fluvial .....	124
Paraguay (Descripción de Matriz) .....	124
Datos Generales de Transporte de personas y Mercancía Fluvial .....	124
Matriz de Origen y Destino .....	125
Tipos de Embarcaciones .....	128
Tipos de Combustible. ....	129
Imágenes anexas .....	129
Uruguay (Descripción de Matriz) .....	134
Datos Generales de Transporte de Personas y Mercancías Fluvial. ....	134

Matriz de Origen y Destino .....	135
Caso relevante para la Hidrovía: Buque Francisco a GNL .....	144
Tipos de Embarcaciones .....	144
Tipos de combustible .....	145
4. Datos de Fabricantes Fluviales Locales .....	145
5. Análisis del Potencial de Transporte Fluvial. ....	145
Volumen de carga anual .....	146
Movimiento de pasajeros según puerto en Uruguay: .....	148
Barcos con combustibles alternativos .....	149
El modelo nórdico. ....	152
Modelo coreano basado en el amoniaco verde como combustible: .....	153
Modelo chino: .....	155
Modelo japonés.....	156
Reducción de emisiones como principal reto: .....	157
6. Análisis de Seguridad de remolcadores, fluviales y autorizaciones. ....	160
Convenios.....	160
Códigos.....	160
Demás instrumentos. ....	160
Certificación y Documentos .....	160
Normas y regulaciones existentes para el repostaje del hidrogeno. ....	162
Resoluciones En Paraguay.....	163
Resoluciones En Uruguay.....	166
7. Posibles rutas y puntos de recarga fluviales. ....	175
8. Transporte de hidrógeno a larga distancia .....	179
Transporte de hidrógeno por tuberías .....	179
Transporte por barcos. ....	179
Comparación de transporte a larga distancia de hidrógeno .....	180
9. Hidrógeno en barcos .....	182
Pilas de combustible en barcos .....	182
Tipos de pilas de combustible utilizadas en barcos .....	183
Proyectos de propulsión de barcos mediante hidrógeno .....	185
Detalle preliminar de ingeniería y layout barcos de hidrógeno. ....	192
Almacenamiento .....	193
Procesado .....	196
Líquidos orgánicos .....	197
Uso de FC .....	197
Acondicionamiento .....	198
Motor eléctrico.....	198
Análisis de costes de propulsión de embarcaciones. ....	198
10. Modelos de Negocio Sugeridos. ....	200
11. Conclusiones.....	202
12. Referencias .....	203
ANEXO IV: Ofertas de fabricantes de barcos .....	204
Conclusiones del Informe .....	205

## Lista de figuras

Figura 1. Principales actores a nivel mundial en electrolizadores .....	16
Figura 2. Red de centrales hidroeléctricas en Paraguay .....	19
Figura 3. Mapa de velocidad de viento en Paraguay. ....	20
Figura 4. Mapa de irradiación solar promedio por día en Paraguay. ....	21
Figura 5. Generación eléctrica por fuente en Uruguay 2019. ....	22
Figura 6. Puertos principales de Uruguay en Azul e hidrovía .....	23
Figura 7. Mapa de velocidad media anual a 90 metros de altura de eólica .....	24
Figura 8. Potencial Fotovoltaico de Uruguay .....	26
Figura 9. Gráfico a corto plazo de emisiones en Paraguay .....	27
Figura 10. Gráfico a corto plazo de emisiones en Uruguay .....	28
Figura 11. Tabla resumen de métodos de producción de hidrógeno y usos finales del hidrógeno.....	29
Figura 12. Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez. ....	30
Figura 13. Esquema de la electrólisis del agua .....	31
Figura 14. Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua. ....	32
Figura 15. Reacciones en electrolizador alcalino. ....	33
Figura 16. Configuración monopolar de celdas. ....	34
Figura 17. Configuración bipolar de celdas. ....	35
Figura 18. Reacciones en electrolizador PEM. ....	39
Figura 19. Diagrama de flujo de un stack de electrólisis .....	42
Figura 20. Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico. ....	44
Figura 21. Componentes auxiliares externos más comunes en el BOP de los electrolizadores. ....	45
Figura 22. Geometría de nivel en electrolizadores alcalinos .....	45
Figura 23. Coste por kW instalado de las tecnologías de electrolisis comerciales presente y a futuro de acuerdo con diversas fuentes. ....	47
Figura 24. Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina. ....	48
Figura 25. Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos. ....	48
Figura 26. Desglose aproximado de costes para stacks PEM. ....	49
Figura 27. Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación.....	50
Figura 28. Evolución y comparación de costes de la electricidad en función a la fuente. ....	50
Figura 29. Coste del hidrógeno para diferentes casos de estudio. ....	51
Figura 30. Coste del hidrógeno en función al número de horas operativas y el coste de la electricidad. ....	52
Figura 31.- Principales factores que influyen en el precio final del coste de H <sub>2</sub> . ....	52
Figura 32: Coste del hidrogeno en para diferentes escenarios. ....	53
Figura 33. Esquema de la instalación de pruebas de NREL. ....	54
Figura 34. Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red. ....	54
Figura 35. Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red. ....	55
Figura 36: Gráfica comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro. ....	57
Figura 37: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrólisis. ....	58
Figura 38. Aspectos críticos de los materiales empleados en tecnologías PEM (PEMWE en la tabla) y AEL (AWE en la tabla). ....	60
Figura 39: Gráfica comparativa del consumo de energía por kg de hidrógeno presente y futuro. .....	61
Figura 40. Configuración general autobús de hidrógeno. ....	89
Figura 41. MATRIZ de alternativas para sistemas HRS. Traducido de ISO 19880-1, con	

modificaciones en verde. ....	91
Figura 42. Panel de distribución de gases. ....	92
Figura 43. Compresor de hidrógeno para estaciones de servicio. ....	92
Figura 44. Sistemas de almacenamiento presurizado en estaciones de servicio. ....	93
Figura 45. dispensadores de hidrógeno. ....	93
Figura 46. Sistema de refrigeración de hidrógeno de la empresa vpei. ....	93
Figura 47. Configuración I ....	94
Figura 48. Configuración II ....	94
Figura 49. Configuración III ....	95
Figura 50. Configuración IV ....	95
Figura 51. Configuración tipo V ....	95
Figura 52. Configuración VI. ....	96
Figura 53. Configuración VII. ....	96
Figura 54. Esquema resumen de proceso desde producción a abastecimiento de vehículos pesados. ....	96
Figura 55. Configuración de estación de servicio más común. ....	97
Figura 56. Compresor de diafragma. ....	99
Figura 57. Compresor de columna de líquido iónico. ....	100
Figura 58. Esquema del sistema de pre-enfriado del hidrógeno. ....	101
Figura 59. Aspecto y componentes de un sistema de dispensación de hidrógeno. Modificado y traducido de ISO19880-2. ....	102
Figura 60. Alternativas y configuraciones del modelo de negocio completo. ....	103
Figura 61. Coste de transporte de hidrógeno y coste de reconversión para el transporte de hidrógeno vía hidrógeno líquido, amoniaco y líquidos orgánicos. ....	105
Figura 62. Estudio de costes de preparación, transporte y reconversión de hidrógeno. ....	106
Figura 63. Diferentes tipos de estaciones de estaciones de servicio y su coste final en USD/kg. Fuente McKinsey. ....	107
Figura 64. Sobrecoste de dispensado de hidrógeno ....	107
Figura 65. Resumen de costes del hidrógeno desde la etapa de producción al dispensado de hidrógeno y coste a bordo del vehículo. ....	108
Figura 66. Grafica comparativa entre coste final del H <sub>2</sub> y coste de kilómetro recorrido.....	110
Figura 67. Layout estación de repostaje de hidrógeno con producción in situ ....	113
Figura 68. Figura 25. Layout estación de repostaje de hidrógeno con producción in situ 2 ....	113
Figura 69. Puertos de la Hidrovía Paraguay – Paraná. ....	124
Figura 70 Tramo en azul desde San Antonio y Villa Elisa Hasta Asunción ....	128
Figura 71. Ejemplo de Barcaza Convoy. ....	129
Figura 72. Hidrovía Paraná-Paraguay. ....	129
Figura 73. Hidrovia Paraná-Paraguay 2. ....	130
Figura 74. Ruta de Transporte pesado de Camiones en Paraguay. ....	131
Figura 75. Red vial Primaria y Secundaria de Transporte Terrestre en Uruguay. ....	131
Figura 76. Hidrovía Paraná Paraguay 3. ....	132
Figura 77. Cargas totales. ....	132
Figura 78. Flujo Comercial con Sentido Norte.....	133
Figura 79. Flujo Comercial con Sentido Sur 2. ....	133
Figura 80. Movimientos Fluviales de Carga.....	134

Figura 81. Puertos Uruguay. ....	135
Figura 82. Movimientos por Puerto. ....	135
Figura 83. Arribos en Montevideo. ....	136
Figura 84. Arribo de Buques de Ultramar y Cabotaje en Montevideo. ....	136
Figura 85 Arribos por Buques. ....	137
Figura 86. Movimiento en Toneladas. ....	137
Figura 87. Tipos de Cargas. ....	138
Figura 88. Cargas y Descargas. ....	138
Figura 89. Movimientos de Operación. ....	139
Figura 90 Movimientos y Operación (II). ....	139
Figura 91. Movimiento de Contenedores. ....	140
Figura 92. Movimiento de Graneles. ....	140
Figura 93. Tipos de Mercadería. ....	140
Figura 94. Tipos de Mercadería (II) ....	141
Figura 95. Toneladas Movilizadas. ....	141
Figura 96. Tráfico de Pasajeros. ....	141
Figura 97. Movimiento de Pasajeros. ....	142
Figura 98. Frecuencia de Buques. ....	142
Figura 99. Movimiento de Vehículos.....	142
Figura 100. Puertos principales de Uruguay ....	143
Figura 101. Ejemplo de Barcaza. ....	145
Figura 102 Gráfico de Matriz de Combustible de Transporte 2015 según Anuario Estadístico de Transporte de Uruguay .....	145
Figura 103 Hidrovía desde Rosario hasta Corumba .....	146
Figura 104 Transporte de Mercadería. ....	146
Figura 105 Transporte de Mercadería. 2.....	147
Figura 106 Movimiento de Contenedores. ....	147
Figura 107 Movimiento de Pasajeros por Puerto 2017 .....	149
Figura 108 Movimiento de Pasajeros totales Anuales .....	149
Figura 109 Emisiones por consumo energético. ....	150
Figura 110 Render de Barco a Amoniaco. ....	151
Figura 111. Embarcación GNL. ....	152
Figura 112. Barco a Amoniaco. ....	153
Figura 113. Joint Venture en Shanghai. ....	155
Figura 114. Modelo de Operación Fluvial H <sub>2</sub> . ....	156
Figura 115 Ruta de Hidrovía y Estaciones de Repostaje Sugeridas .....	176
Figura 116. Coste de transporte larga distancia en barcos de hidrógeno líquido. ....	180
Figura 117. Sobrecoste transporte larga distancia de hidrógeno. ....	181
Figura 118. Sobrecoste alternativas de transporte de hidrogeno 1500km y 3000km.....	181
Figura 119. Imagen de una embarcación propulsada por hidrógeno. ....	182
Figura 120. Operación de una celda de combustible de hidrógeno-oxígeno .....	183
Figura 121. Esquema de funcionamiento de pilas de óxidos sólidos. ....	184
Figura 122.- Esquema de funcionamiento de pila de combustible de carbonatos fundidos. ...	185
Figura 123. Pila de combustible empleada en el proyecto METHAPU. ....	187
Figura 124. Barco Nemo H <sub>2</sub> en los canales de Amsterdam. ....	187
Figura 125. Ferry Royal Prince, movido por pila de combustible. ....	188
Figura 126. Esquema del sistema de Steam Reforming - Fuel Cell .....	189
Figura 127. Barco de transporte de mercancías en un río de Hamburgo. ....	190

Figura 128. MS Mariella .....	191
Figura 129. Prototipo RiverCell-Elektra. ....	191
Figura 130 esquema general de una instalación de pila de combustible en un barco de hidrógeno. .....	192
Figura 131 Esquema de posibles configuraciones de un barco de pila de combustible. ....	193
Figura 132. Depósito de almacenamiento. ....	194
Figura 133 Depósito de almacenamiento de hidrógeno de Linde. ....	194
Figura 134. Esquema de proceso de transformación en amoniaco y su posterior reconversión en hidrógeno. ....	195
Figura 135. Proceso de conversión de amoniaco en hidrogeno para uso en pilas de combustible. .....	197
Figura 136. Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC. ....	197
Figura 137. Comparativa entre diferentes combustibles y el TCO para cada una de ellas. ....	201
Figura 138. Comparativa de costes por bloques .....	201

**Lista de tablas** Tabla 1: Relación de fabricantes de electrolizadores **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 2. Ventajas y desventajas del electrolizador alcalino (AEL).....	34
Tabla 3. Ventajas y desventajas de la configuración monopolar .....	35
Tabla 4. Ventajas y desventajas de la configuración bipolar .....	36
Tabla 5. Ventajas y desventajas de los electrolizadores PEM.....	39
Tabla 6. Resumen pliego tarifario eléctrico Paraguay.....	63
Tabla 7. Resumen tarifa eléctrica de Uruguay .....	64
Tabla 8. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores PEM .....	65
Tabla 9. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores PEM.....	65
Tabla 10. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores Alcalinos .....	66
Tabla 11. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores Alcalinos.....	66
Tabla 12. Comparativa tecnologías electrolisis alcalina y PEM.....	67
Tabla 13. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores PEM .....	103
Tabla 14. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores PEM.....	104
Tabla 15. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores Alcalinos .....	104
Tabla 16. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores Alcalinos.....	104
Tabla 17. Características y especificaciones del sistema de compresión .....	111
Tabla 18. Características y especificaciones del sistema de almacenamiento .....	112
Tabla 19. Características y especificaciones del sistema depre-enfriado .....	112
Tabla 20. Características y especificaciones de dispensadores .....	113
Tabla 21. Tipos de cargas, origen y destinos.....	125
Tabla 22. Cuota de productos transportados .....	125
Tabla 23. Productos transportes por Hidrovía Paraná.....	126
Tabla 24. Anuario estadístico 2004 DGEEC .....	127
Tabla 25.- Tabla resumen de los principales proyectos. MCFC (carbonatos fundidos), SOFC (óxido sólido).....	192
Tabla 26. Comparativa técnica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 1.....	198
Tabla 27. Comparativa técnica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 2 .....	199
Tabla 28. Comparativa técnica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 3.....	199

Tabla 29. Comparativa económica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 1.....	200
Tabla 30. Comparativa económica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 2.....	200
Tabla 31. Comparativa económica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 3.....	201

## Lista de siglas

AEL: Electrolizador alcalino  
AEM: Membrana de intercambio aniónico  
AIE: Agencia internacional de la Energía  
ANCAP: administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland  
ANP: Administración Nacional de Puertos  
ATEX: Atmósfera explosiva  
CA: Corriente Alterna  
CAPEX: Capital expenditures (Costes de capital)  
CC: Corriente Continua  
FC: Pila de combustible  
FCH JU: Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking  
GEI: Gases de efecto invernadero  
GLP: Gases licuados del petróleo  
GNL: Gas natural licuado  
HRS: Estación de repostaje de hidrógeno / hidrogenera  
IRENA: International Renewable Agency  
LCOH: Levelized cost of hydrogen (Coste nivelado del hidrógeno)  
LHV: Poder calorífico inferior  
LOHC: Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno  
MCI: Motor de combustión interna  
MW: Megavatios  
ODS: Objetivos de desarrollo sostenible  
OPEX: Operational expenditures (Costes operativos)  
PEM: Membrana de intercambio protónico  
PEMFC: Pila de combustible de membrana de intercambio protónico  
PIB: Producto interior bruto  
SOFC: Pila de combustible de óxido sólido  
TCO: Coste total de propiedad  
TKU: Toneladas por kilómetro útil  
USD: Dólar americano  
UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica

## INTRODUCCIÓN

El Proyecto de Cooperación Triangular "Energía Asequible y Sustentable para el Paraguay: Implementando la política energética nacional" con Alemania, Uruguay y Paraguay, implementado desde marzo del 2019, contribuye con el desarrollo de mecanismos funcionales que incentivan el aprovechamiento y la incorporación de fuentes alternativas y competitivas de energías renovables y sustentables, en el marco de una matriz energética más "verde", más diversificada, más descentralizada y más asequible. Adicionalmente, el proyecto permite a Paraguay y Uruguay, el poder profundizar el conocimiento y desarrollo de capacidades asociadas a formas innovadoras de generación y aprovechamiento energético.

El presente informe, "Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Paraguay y Uruguay", trata de contribuir al desarrollo de un ecosistema de hidrógeno favorable a la descarbonización del sector transporte de carga y larga distancia, en Uruguay y Paraguay, mediante el fortalecimiento de capacidades institucionales. Este informe busca apuntalar las bases para el desarrollo de la economía del hidrógeno en el país, a través de la masificación de tecnologías limpias para su producción y utilización.

El objetivo específico es abastecer este segmento con vehículos eléctricos a hidrógeno, existe un potencial de disminución de 1.2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año. A su vez, la evolución esperada de los costos de generación eléctrica con fuentes renovables y la reducción de los costos de inversión de la tecnología de producción, muestran a mediano plazo la posibilidad de producir "Hidrógeno verde" (a partir de energía eléctrica renovable) a costos competitivos con el gasoil. Esto, sin mencionar otras externalidades positivas, asociadas a mayor independencia energética, ahorro de divisas y estabilidad de precios para un sector estratégico de la economía.

En este marco, la presente consultoría, desarrollada por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. y HEYMO Ingeniería, tiene por objeto el análisis de aspectos técnicos y económicos para desarrollar la economía del hidrógeno en Uruguay y Paraguay donde la generación de energía eléctrica es prácticamente 100% a partir de energías renovables. El documento consta de tres entregables:

- i) Comparación de las tecnologías de electrolisis alcalina y PEM: Comparación de electrolizadores PEM vs Alcalinos, incluyendo el estudio de aspectos económicos, de funcionamiento y disponibilidad de los mismos;
- ii) Estudio de condicionantes para aplicaciones de transporte pesado por carretera: Relevar la oferta de ómnibus y camiones que funcionan con hidrógeno, detallando las principales características y costos para Paraguay y Uruguay;
- iii) Estudio de condicionantes para aplicaciones en transporte marítimo-fluvial: Relevar el transporte de cargas fluviales que funcionan con hidrógeno, detallando las principales características y costos.

# Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Uruguay y Paraguay

24 NOVIEMBRE 2020

Heymo Ingeniería y Ariema Energía y Medioambiente

Entregable nº1 “Comparación  
de las tecnologías de  
electrólisis alcalina y PEM”



## **1. Entregable n °1: “Comparación de las tecnologías de electrolisis alcalina y PEM”**

### **Resumen Ejecutivo**

En el presente documento se pretende realizar un estudio sobre el potencial de las tecnologías de producción de hidrógeno en los países de Paraguay y Uruguay, con la finalidad de establecer un punto de partida para descarbonizar la economía, basándose en hidrógeno verde.

Para ello se ha llevado a cabo un análisis general de aspectos técnicos de las principales tecnologías de producción de hidrógeno establecidas a nivel comercial. En este, se realiza una descripción de las tecnologías PEM y alcalina, así como de los servicios auxiliares complementarios necesarios para garantizar el suministro de hidrógeno con las características demandadas. Quedan además comprendidos en el alcance de este documento una comparación tecno-económica de ambas tecnologías y un análisis de sensibilidad, de acuerdo con las condiciones de Paraguay y Uruguay.

El objetivo final es determinar que tecnología de producción de hidrógeno por electrolisis permite mejores resultados debido a su estado de madurez, eficiencia, coste de inversión y operación y el potencial de mejora en el medio plazo. El cuadro de decisión, basado en información con ofertas de fabricantes y utilizando valores de referencia (IRENA, AIE, FCH JU), determina que es mejor utilizar tecnología alcalina, principalmente por ser más eficiente y de mayor madurez.

**Solicitud de Ofertas**

**Parámetros generales para petición de ofertas.**

El presente documento se muestra de forma complementaria a la solicitud de ofertas a los principales fabricantes de electrolizadores a nivel mundial que se detallan en la sección 2.2.

A los principales fabricantes que tomaremos como referencia, se les ha solicitado información sobre algunos de sus modelos comerciales para realizar un estudio de viabilidad en mayor profundidad. Algunas de las características más importantes a conocer de los equipos son las siguientes:

- Tipo de tecnología: (PEM, Alcalina)
- Referencias históricas: se solicitará referencias de equipos instalados, así como la capacidad total instalada del fabricante a nivel mundial.
- Eficiencia del equipo (%): es crucial para determinar la producción del equipo, así como para poder relacionar el hidrógeno producido con el consumo eléctrico del electrolizador.
- CAPEX (USD): Costes de la inversión inicial a realizar.
- OPEX (USD): Costes de mantenimiento, consumo de agua, electricidad y otros consumibles del equipo por año de funcionamiento.
- Coste de cambio de stack (USD)
- Horas de vida del stack (horas): Tiempo para el reemplazo del stack.
- Vida útil de la planta (años): Vida total de la planta, con servicios auxiliares incluidos. Degradación del stack en pérdida de voltaje o eficiencia por el número de horas de funcionamiento.

**Listado de fabricantes a los que se les ha solicitado oferta.**

A continuación, se presenta un listado a los principales fabricantes con capacidad, a la fecha de elaboración del documento, de fabricar equipos de electrolisis a escala MW:

**Tabla 1: Relación de fabricantes de electrolizadores**

Empresa	Logo	País	Know-how electrolisis
H2B2		España	PEM
H-TEC		Alemania	PEM
SIEMENS		Alemania	PEM
Thyssenkrupp		Alemania	Alcalina
Empresa	Logo	País	Know-how electrolisis

McPhy		Francia	Alcalina
ITM Power		Reino Unido	Alcalina
Nel Hydrogen		Noruega	Alcalina
Hydrogen Pro		Noruega	Alcalina
Areva H2 Gen		Francia	PEM
Peric		China	Alcalina
Hydrogenics (Cummins)		Canadá	PEM y Alcalina
John Cockerill		Bélgica	Alcalina

Para ilustrar la ubicación de los principales fabricantes de electrolizadores en el panorama internacional, se incluye la referencia al documento sobre electrólisis de la Oficina de Tecnologías de Pila de Combustible del Departamento de Energía de Estados Unidos (Figura 1).

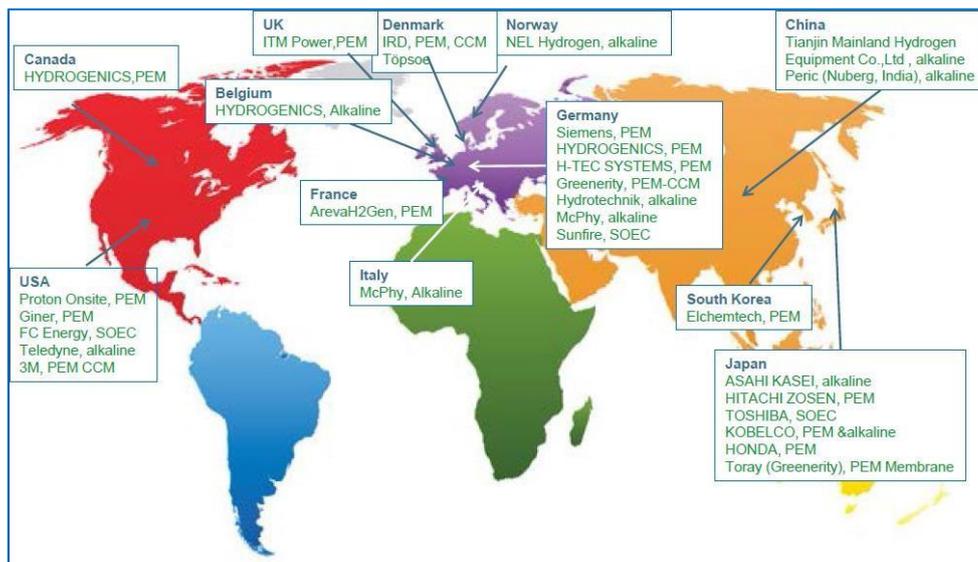


Figura 1. Principales actores a nivel mundial en electrolizadores

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos

Se observa el predominio de Europa, Asia y Norteamérica, existiendo fabricantes con presencia en varios países, como Hydrogenics (recientemente adquirida por Cummins). En Europa, Alemania presenta el mayor número de fabricantes de electrolizadores, con representación de todas las tecnologías comercialmente disponibles o próximas a la comercialización (alcalinas, PEM y óxido sólido).

En el Anexo II se encuentran las ofertas recibidas.

Estudio de los condicionantes en Paraguay-Uruguay para la implementación de las tecnologías del hidrógeno.

#### Normativos y regulatorios.

En lo que respecta a normativa, existe una ausencia de regulación específica para el hidrógeno en aplicaciones energéticas en Paraguay y Uruguay. La normativa aplicable dentro de este campo está recogida en otros sectores, aplicables a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno. Esta normativa es válida actualmente para la construcción de grandes plantas de producción de hidrógeno, pero se prevé una evolución legislativa en el corto plazo.

En el ámbito de las energías renovables, estos países si presentan importantes avances a nivel legal:

- **Paraguay:** La ley sobre energías renovables es la Ley 3009/2006 vigente, pero está en etapa de revisión por presentar muchísimas barreras para la implementación técnica posterior de los proyectos de promoción e implementación de energías renovables. El enlace para descargar dicha Ley es el siguiente: <https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/leyes/Ley%203009%20PTIEE.pdf>
- **Uruguay:** Respecto a Uruguay la ley que regula la promoción e implementación de proyectos de energías renovables es el siguiente: Ley 18.597 (Uso eficiente de la energía en el territorio nacional). A continuación, se cita el enlace para poder acceder a la ley de uso eficiente de la energía en Uruguay:

<https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp8045265.htm>

La web donde se encuentra publicado el marco regulatorio que estipula cada una de las fuentes de energía renovables y convencionales estudiadas para el caso de Uruguay es la siguiente:

<https://www.miem.gub.uy/contenidos/energ%C3%ADa/normativa>

En el **anexo I** de este documento queda recogida la normativa y estándares a nivel internacional que aplican en el campo del hidrógeno.

Con relación a la clasificación de áreas peligrosas en la planta de electrolisis de agua, los fabricantes de electrolizadores estudian la clasificación de las diferentes zonas del proceso. Las zonas de purga y venteo de recipientes internos comúnmente están clasificadas como zona ATEX y se redirigen correctamente. Por otro lado, los fabricantes suelen separar con suficiente distancia o barreras las zonas de proceso de las zonas de control y gestión eléctrica para evitar su clasificación como zona ATEX.

#### Barreras para el despliegue de las tecnologías del hidrógeno

De acuerdo con las principales barreras que nos encontramos en el despliegue de una economía verde en las regiones de Paraguay y Uruguay, los principales factores en los que se pueden incurrir son los siguientes:

- **Infraestructura y aplicación:** Existe un elevado coste de inversión para adaptar el modelo económico de combustibles fósiles tradicionales a una economía basada en el hidrógeno. Hay que destacar un factor crucial en el potencial de una economía verde en estas regiones, y es que la energía procedente prácticamente al 100% de renovables disminuye considerablemente el coste de la producción de hidrógeno, aportando mayor

rentabilidad. Es necesario también el desarrollo de un plan de acción para la instauración de proyectos relacionados con el hidrógeno verde.

- **Políticas y regulaciones:** Como se deriva del punto 2.1, la falta de estándares y normativa aplicable en las regiones de Paraguay y Uruguay establece la necesidad de desarrollar una normativa marco que regule la promoción e impulso de los proyectos relacionados con hidrogeno verde. Siguiendo el modelo de otros países impulsores de la economía del hidrógeno, se encuentra necesario el desarrollo de una Hoja de Ruta, seguido por un plan de acción que favorezca un desarrollo coordinado de estas tecnologías. Se ha realizado una búsqueda de información sobre leyes relativas a la regulación de proyectos de hidrógeno verde en Paraguay y Uruguay. No se han identificado leyes entorno a ello. Cabe destacar que, en el caso particular de Paraguay, está pendiente la modificación de una de sus leyes para la penetración de energías renovables en el país.
- **Económicos:** Es necesario establecer una cadena de valor competitiva que permita a estas regiones proveer de tecnología para el despliegue de las tecnologías de hidrógeno en ambos países. Los retornos de los proyectos de producción de hidrógeno verde son a largo plazo e intensivos en capital. Es necesario además estudiar el impacto que pueden tener los aranceles de importación en el sobrecoste final del hidrógeno.
- **Comunicación y educación:** Se estima necesario desarrollar una estructura para concienciar sobre el potencial de descarbonización y la seguridad con la que cuentan los proyectos de hidrogeno si se trabaja en las condiciones adecuadas. Desde el punto de vista de la seguridad, el hidrógeno no es más peligroso que otros combustibles, siendo sus riesgos en ocasiones incluso más reducidos en espacios abiertos. Es necesario dar a conocer las ventajas con las que cuentan estos combustibles verdes.

## Condicionantes de partida de las energías renovables

### Paraguay

Paraguay es un país rico en recursos naturales. Su riqueza hídrica en aguas superficiales y subterráneas es la mayor de Latinoamérica y cuenta con importantes posibilidades de aprovechamiento, posibilitando un amplio margen para la inversión nacional y extranjera.

En el sector energético de Paraguay, la producción de energía primaria está compuesta exclusivamente por fuentes renovables de energía, hidroenergía y biomasa, siendo el 65% del consumo en el país, abastecido por energía hidráulica. La operación de las centrales hidroeléctricas binacionales (Itaipú con Brasil y Yacyretá con Argentina) suponen casi el 95% del consumo eléctrico local. Gran parte de la generación de estas centrales es cedida para consumo en los mercados de Brasil y Argentina.

A continuación, se detallan las principales fuentes renovables con las que cuenta Paraguay:

- **Hidroeléctrica:**

Actualmente Paraguay cuenta con una importante fuente de energía limpia y renovable proveniente de las centrales hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá y Acaray. Según las proyecciones de la Administración Nacional

de Electricidad y los resultados del proyecto de Prospectiva Energética para la República del Paraguay 2013 - 2040, la demanda a nivel nacional, debida al sostenido incremento, podría no ser atendida a mediano y largo plazo solamente con las fuentes de energía disponibles en la actualidad. Esto hace necesaria la introducción de nuevas fuentes de energía o cambiando la balanza comercial para conseguir abastecer el incremento de la demanda.

Del total de la energía producida por esta vía, el 80,7% es exportado a Brasil y Argentina.

Se prevé que el excedente energético con el que cuenta Paraguay, hoy en día debido a las centrales hidroeléctricas, se verá reducido en los próximos años, hasta que eventualmente la demanda nacional iguale a la generación de estas tres centrales.

Cabe destacar que la energía eléctrica, a través de las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú y Yacyretá, junto con la producción agrícola y ganadera, altamente productivas, lideran las actividades económicas, representando más del 60% de todas las exportaciones paraguayas.

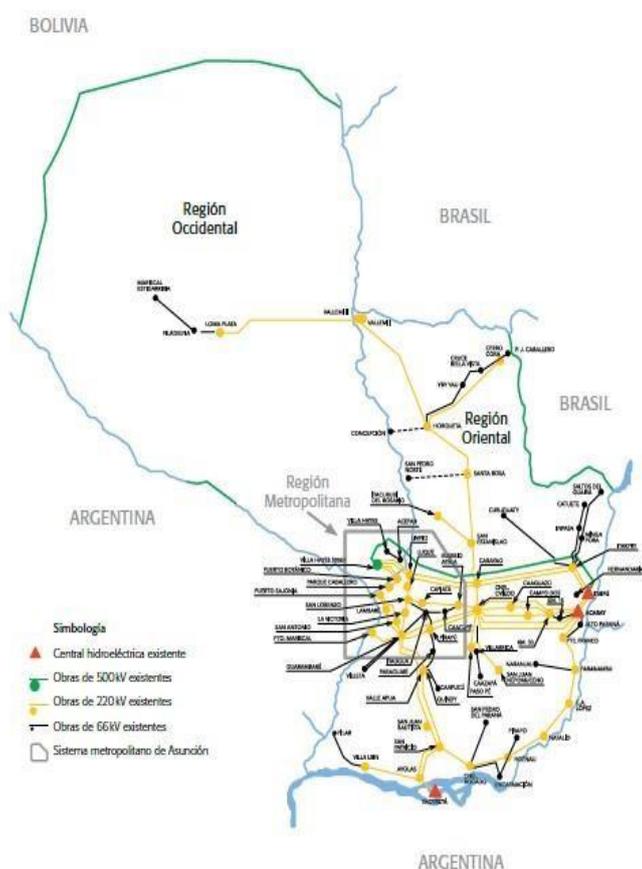


Figura 2. Red de centrales hidroeléctricas en Paraguay

Fuente: Viceministerio de Energía y Minas

- Eólica:

Paraguay, buscando diversificar su matriz energética y con compromisos asumidos, como es el caso de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, definidos en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre cambio climático en el 2015, buscando asegurar el abastecimiento energético a largo plazo, ha comenzado a evaluar las opciones eólicas en el Paraguay.

Los recursos y resultados de potenciales eólicos en el país son los siguientes:

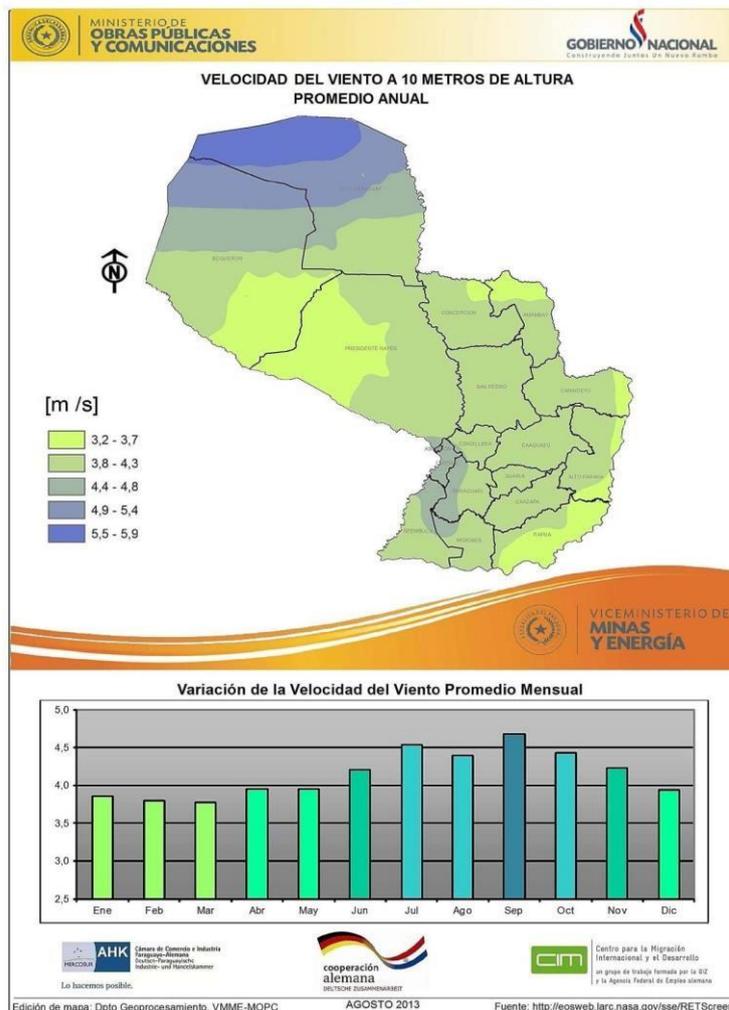


Figura 3. Mapa de velocidad de viento en Paraguay.

Fuente: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de Paraguay

- **Biomasa:**

En Paraguay existe una labor intensiva en explotaciones forestales para la quema de biomasa. Se trata de leña, principalmente, residuos (bagazo de caña de azúcar, cascarilla de cereales y carbón vegetal).

De acuerdo con el banco central de Paraguay, el sector agropecuario industrial produce la base de la economía nacional constituyendo el 25% del PIB del país. De aquí el 19% corresponde a la agricultura y el 2% a la silvicultura, por lo que la cantidad de residuos provenientes del sector es importante.

• Solar:

El gobierno de Paraguay se encuentra evaluando opciones para este tipo de aprovechamiento de la energía renovable. Entre los proyectos destacables de aplicación de estas tecnologías se puede mencionar el proyecto de energización de centros comunitarios indígenas de zonas aislada en Itaipú-INTN, instalaciones de calefones solares (sistemas de agua caliente sanitaria) y las instalaciones fotovoltaicas en los destacamentos militares en el Chaco Paraguayo.

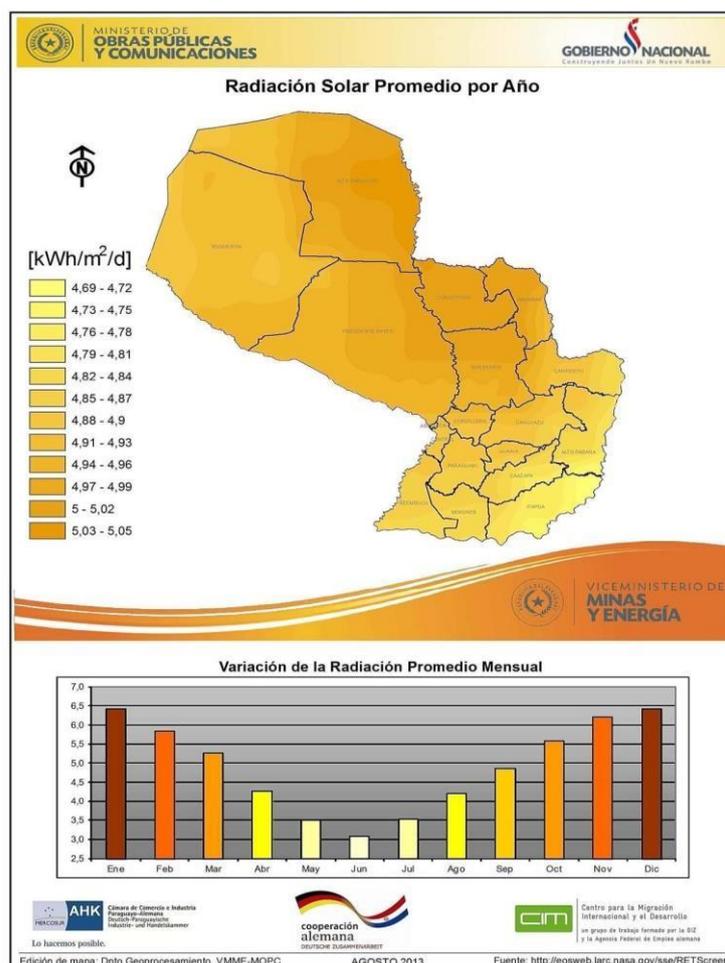


Figura 4. Mapa de irradiación solar promedio por día en Paraguay.

Fuente: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de Paraguay

Uruguay

Uruguay es un país con una elevada presencia de energías renovables entre las fuentes de producción energética. Como se puede observar en la figura posterior, la generación eléctrica a lo largo del año 2019 en Uruguay estuvo principalmente impulsada por las energías hidráulica y eólica, y cabe destacar el apoyo nacional a la energía solar.

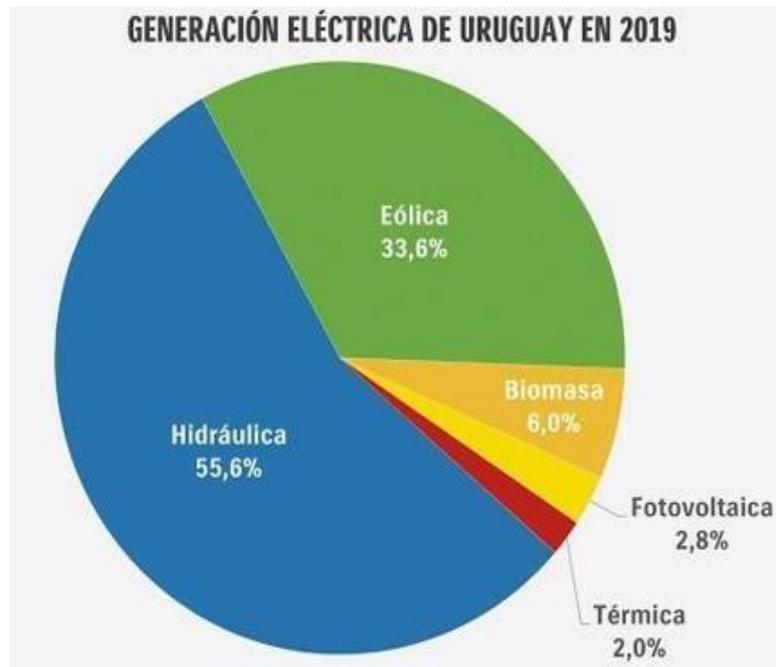


Figura 5. Generación eléctrica por fuente en Uruguay 2019.

Fuente: UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica)

- **Hidroeléctrica:**

La central hidráulica de Salto Grande está equipada con catorce unidades hidro generadoras accionadas por turbinas Kaplan y es el pilar de las operaciones de emergencia del sistema eléctrico interconectado de Uruguay. En caso de exceso de agua en la cuenca del río, se hace uso del vertedero, ubicado en la parte central de la represa, dejando pasar el agua que no es posible de turbinar.

Este complejo provee alrededor de 187.154 GWh a la red eléctrica argentina y 122.615 GWh a la uruguaya, totalizando un suministro alrededor de 309.769 GWh.

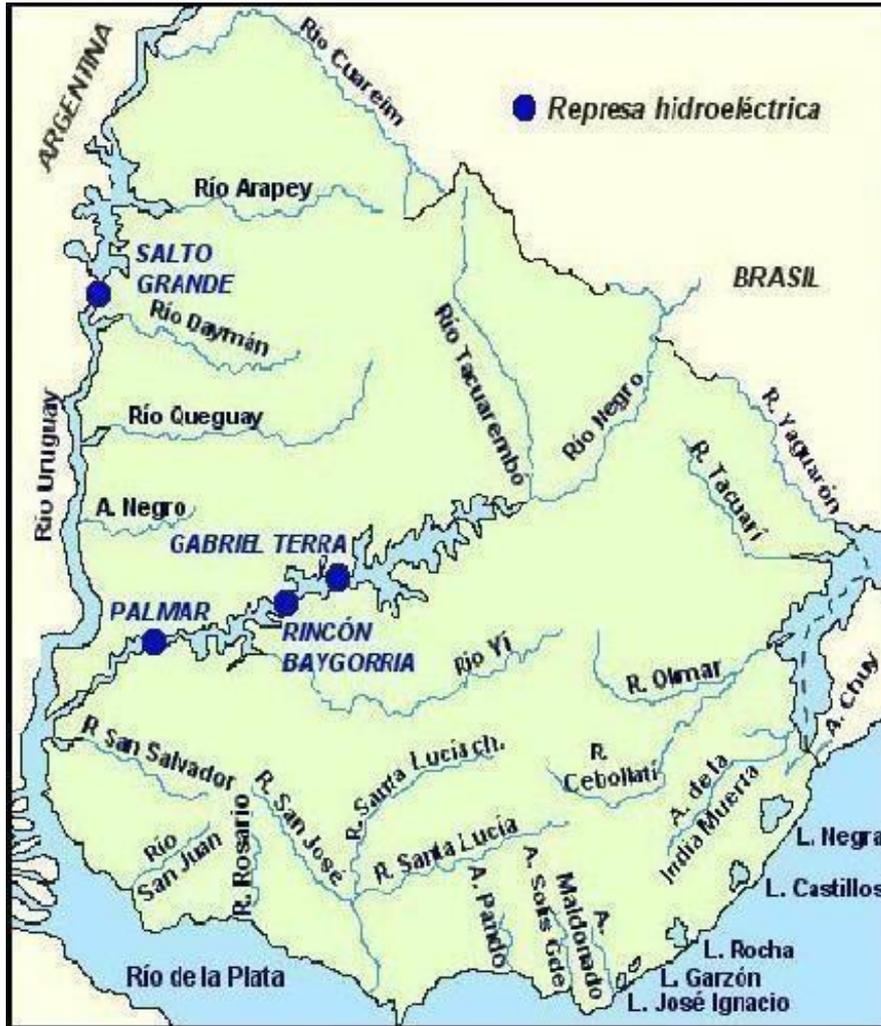


Figura 6. Puertos principales de Uruguay en Azul e hidrovía

Fuente: Anuario de Hidrovía de Uruguay

- **Eólica:**

Uruguay está ubicado como tercer país del mundo en la generación de energía eólica, según la Agencia Internacional de la Energía. Es líder en América Latina si se considera solo la energía eólica instalada.

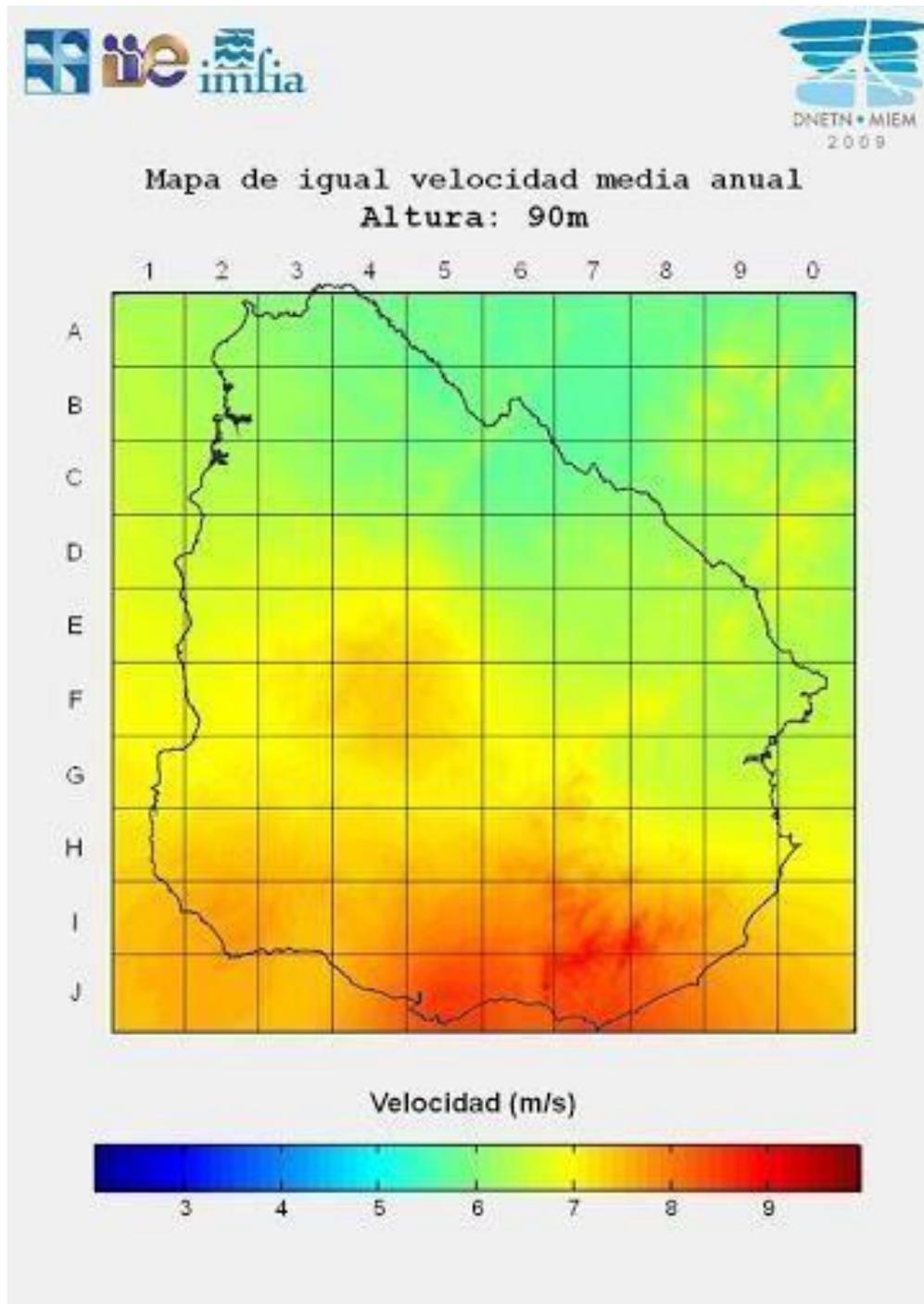


Figura 7. Mapa de velocidad media anual a 90 metros de altura de eólica

Fuente: Imfia mapas de vientos

- **Biomasa:**

Tras las crisis petroleras, Uruguay ha buscado nuevas fuentes de energía de origen renovable para el suministro eléctrico del país, dentro las cuales se encuentra la biomasa. A través de organismos oficiales se evaluó la capacidad del recurso forestal para abastecer el mercado y con fabricantes de caldera y gasógenos a base de madera. También se evaluó el uso de la cáscara de arroz como combustible, los residuos de madera en Paysandú, Río Negro y Soriano y la instalación de plantas de energía eléctrica a partir de combustibles leñosos.

Hacia los 90s se aprobó la ley forestal que incentiva la industria forestal, desde ese momento ha crecido 1 millón de hectáreas la superficie plantada.

La serie de balances energéticos muestra que a partir de 2007 hubo un incremento significativo del uso de biomasa a partir de la puesta en marcha de la planta de celulosa ex Botnia, pasando de 150 Ktep a 700 Ktep. La leña se mantuvo estable en el orden de las 500Ktep.

Se puede desglosar en dos ejes el uso de la madera en Uruguay. En primer lugar, la leña se destina para uso residencial e industrial y la biomasa forestal para producción eléctrica.

La fabricación de celulosa más la fabricación de contrachapados y los aserraderos, dio lugar a que el estado a través de la UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica) llamase a licitación para la generación de energía eléctrica a través de biomasa forestal. Año tras año se fue incorporando más energía que se vende con contratos en el mercado spot a la red. Hacia el 2012 la participación de la energía eléctrica a partir de biomasa llegó al 5% del total.

La dirección nacional de energía sitúa el consumo anual de leña a nivel industrial en unas 800.000 toneladas concentrándose ese consumo en los alrededores de Colonia, Montevideo y San José.

Precios y disponibilidad: la madera oreada puesta en caldera supera los 100 dólares la tonelada. El 70% del precio corresponde a costos logísticos, por lo que si se maneja esa variable de forma más eficiente podría tenerse mejores costos al usar este recurso renovable.

- **Solar:**

Forma parte de la política energética uruguaya, para el periodo 2005-2030. Tiene como uno de sus objetivos, la diversificación de la matriz energética realizando una fuerte apuesta para la incorporación de fuentes autóctonas y renovables.

Las instalaciones de Energía Solar Térmica han tenido un desarrollo importante en Uruguay en los últimos años, se pasó de tener 2 metros cuadrados instalados cada 1.000 habitantes en 2009 a contar con 20 metros cuadrados cada 1.000 habitantes en 2017. Actualmente se está aplicando la Ley N 18.585 de Energía Solar Térmica que obliga a las nuevas construcciones y refacciones integrales de: Clubes, Centros de Salud, Hoteles y Edificios públicos a instalar sistemas de energía solar térmica para el calentamiento de agua. Asimismo, se está fomentando la instalación de energía solar térmica en el sector residencial mediante diferentes mecanismos.

Las instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Uruguay han tenido un crecimiento exponencial en los últimos 5 años, tanto a pequeña escala como a gran escala, pasando de prácticamente 0 MW en 2012 a 242 MW instalados en 2017.

La energía solar fotovoltaica es complementaria a nivel diario con la energía eólica y a nivel anual con la energía hidroeléctrica (dos fuentes con un alto porcentaje en la matriz eléctrica actual). Los precios de las instalaciones fotovoltaicas han bajado sostenidamente en los últimos años y se

prevé que continúe esta tendencia en los próximos años. En este sentido, es una de las alternativas tecnológicas con futuro más prometedor para el corto y mediano plazo a nivel mundial.



Figura 8. Potencial Fotovoltáico de Uruguay

Fuente: World bank group mapas de recursos.

## Emisiones

### Paraguay

El país asumió el compromiso de regirse por los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible).

Basándose en el objetivo 13, cuyo lema es el de la acción por el clima, cuenta con un objetivo clave que es el de reducir las emisiones de dióxido de carbono.

Sin embargo, se destaca que no se ha encontrado ningún decreto ni objetivo a corto - mediano plazo sobre cantidades de emisiones a reducir.

Se procede a presentar un gráfico de emisiones hasta el 2019 y con un análisis predictivo (desde 2020 hasta 2023), basado en regresiones tendenciales para poder inferir en las emisiones de dióxido de carbono de Paraguay.



Figura 9. Gráfico a corto plazo de emisiones en

Paraguay

Fuente: Heymo Ingeniería

### Uruguay

Uruguay ha asumido el compromiso de ser libre de emisiones de dióxido de carbono para el año 2050.

Este acuerdo es el llamado 'Net Zero' y es un acuerdo no ligante. (Es una iniciativa para ser libres de emisiones de CO<sub>2</sub> para 2050).

Se procede a presentar un gráfico de emisiones hasta el 2020 y con un análisis predictivo, basado en regresiones tendencias para poder inferir como continuará el país respecto a las emisiones si continúan de la misma manera.



Figura 10. Gráfico a corto plazo de emisiones en Uruguay

Fuente: Heymo Ingeniería

Descripción de tecnologías.

El hidrógeno es el gas más abundante del universo; no obstante, únicamente se encuentra en la Tierra combinado con otros elementos en estado líquido, gaseoso o sólido. Sin embargo, el hidrógeno se puede separar a través de numerosas vías, renovables y no renovables.

El hidrógeno por sí solo no es una fuente de energía, sino que se considera un vector energético (*carrier*) al almacenar la energía que se ha generado por primera vez en otro lugar. El ratio de conversión energética del hidrógeno en una pila de combustible es dos o tres veces más eficiente que el de los motores convencionales.

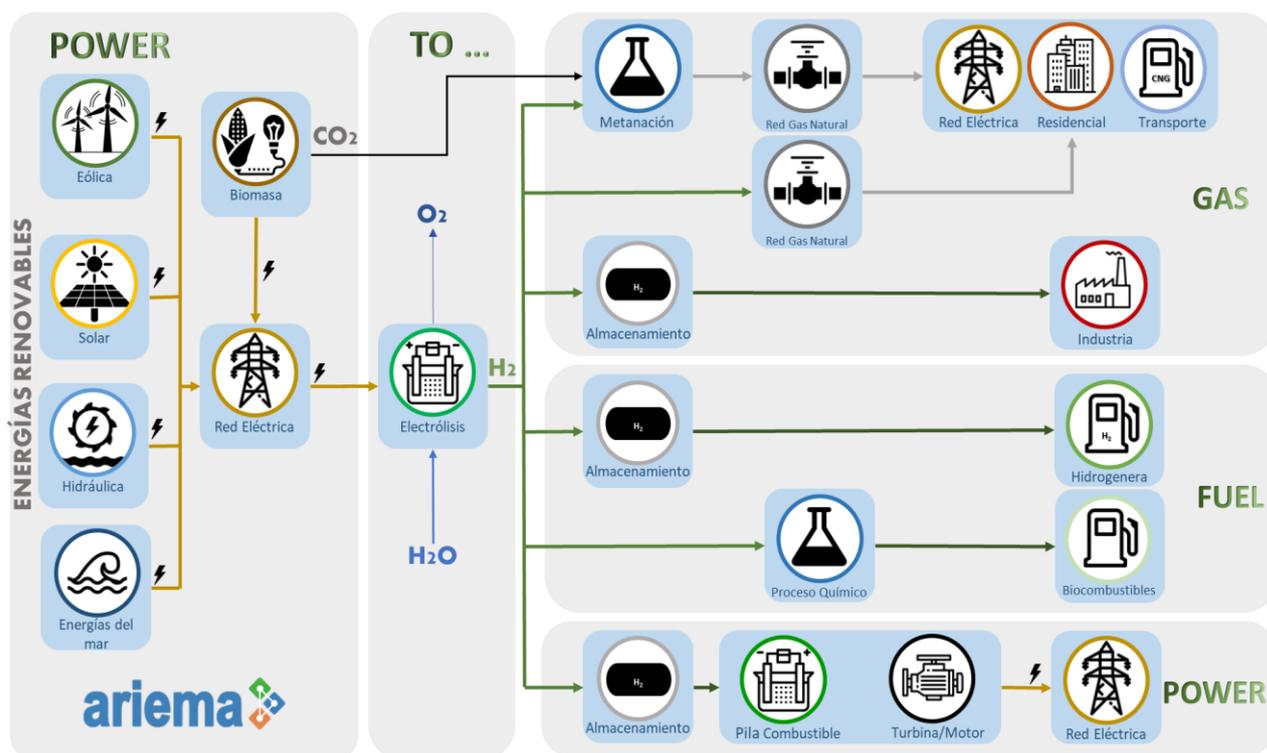


Figura 11. Tabla resumen de métodos de producción de hidrógeno y usos finales del hidrógeno.

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

El hidrógeno puede convertirse en una alternativa real a la sustitución de los combustibles fósiles, pero para ello es necesario garantizar un impacto mínimo sobre los recursos naturales y una reducción de las emisiones. Actualmente, la mayor parte del hidrógeno producido en el mundo proviene de combustibles fósiles, principalmente del gas natural; lo que se denomina “hidrógeno gris”.

El “hidrógeno verde” o “hidrógeno renovable” es aquel que se obtiene a partir de fuentes renovables, siendo aquí donde la electrólisis -dividir el agua en hidrógeno y oxígeno-, presenta el mayor potencial.

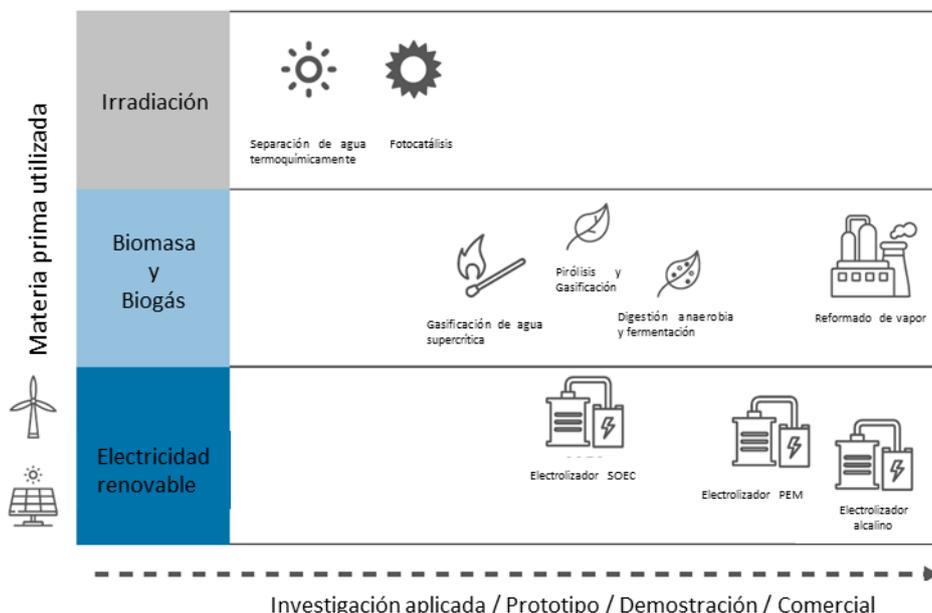


Figura 12. Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez.

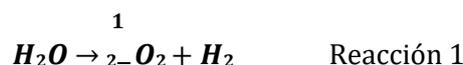
Fuente: IRENA 2018 (traducida por ARIEMA)

Al considerar la tecnología a seleccionar para la producción de hidrógeno, la electrólisis del agua muestra una amplia lista de ventajas:

- Actualmente, los sistemas de electrólisis de agua en funcionamiento alcanzan una **eficiencia del 75% al 85%**.
- **Modularidad**, ya que las plantas de electrólisis suelen tener varias unidades produciendo en paralelo, con ventajas de mantenimiento, resiliencia y modificaciones posteriores al diseño.
- **Modelo de trabajo silencioso**, comparado con procesos termoquímicos para producir hidrógeno. Por tanto, son ideales para su uso cerca de edificios.
- Capacidad para **eliminar la contaminación** y las **emisiones de gases de efecto invernadero** provocadas por los combustibles fósiles; para el hidrógeno producido por electrólisis, el único subproducto en el punto de uso es el oxígeno.
- **Generación distribuida de combustible**, puesto que el hidrógeno se puede producir en cualquier lugar donde haya agua y una fuente de energía. No tiene que depender de la red.
- **Tecnología probada**, dado que las plantas de electrólisis de agua tienen décadas de datos históricos y mejoras.

La electrólisis es un método establecido y bien conocido, que constituye la técnica más eficaz para la división del agua. El proceso de electrólisis del agua consiste en la conversión de energía eléctrica en energía química que utiliza corriente eléctrica para la descomposición del agua en oxígeno e hidrógeno. Un módulo de electrólisis o electrolizador básico, ilustrado en la (Figura 13), consta de un cátodo y un ánodo sumergidos en un electrolito.

Generalmente, cuando se aplica una corriente eléctrica, el agua se divide y se produce hidrógeno en el cátodo mientras el oxígeno se produce en el ánodo, a través de la siguiente reacción global:



Una fuente de energía eléctrica se conecta a dos electrodos (ánodo y cátodo) sumergidos en agua. El electrodo positivo se conoce como ánodo y el electrodo negativo como cátodo. En esta reacción de oxidación-reducción, los aniones (OH<sup>-</sup>) son atraídos y desplazados hacia el ánodo y los cationes (H<sup>+</sup>) hacia el cátodo, produciendo hidrógeno y oxígeno.

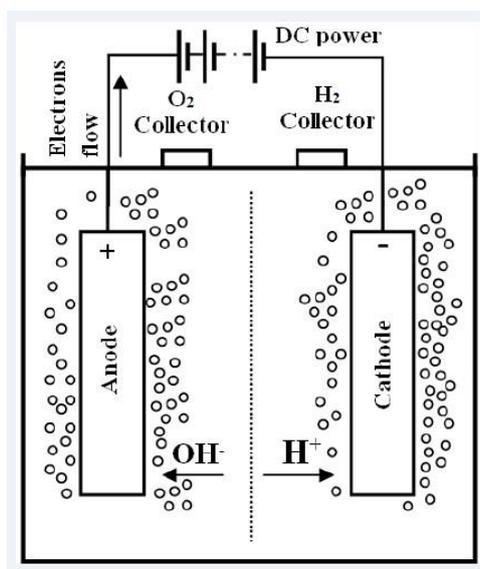


Figura 13. Esquema de la electrólisis del agua

Fuente: Sizing and Economic Analysis of Hybrid PV/PEMFC Systems for Remote Areas Residential Utilization.

Así, la semirreacción de formación de oxígeno gaseoso ocurre en la separación de la interfase del electrolito y en el ánodo, mientras que la semirreacción de formación de hidrógeno gaseoso tiene lugar en la separación de la interfase del electrolito y del cátodo. Los iones responsables de la conducción a través de la celda electrolítica dependen de las propiedades del electrolito, que también define las condiciones de trabajo y las reacciones parciales que ocurren en el ánodo y el cátodo. Por tanto, ambos gases se generan por separado y pueden purificarse y almacenarse fácilmente en tanques cerrados, mientras que otros métodos de separación del agua dan como resultado una mezcla de productos que no es fácil de manipular.

Todos los electrolizadores se basan en celdas electroquímicas agrupadas en "stacks", con los correspondientes sistemas auxiliares, denominados conjuntamente balance de planta o BOP (Figura 14)

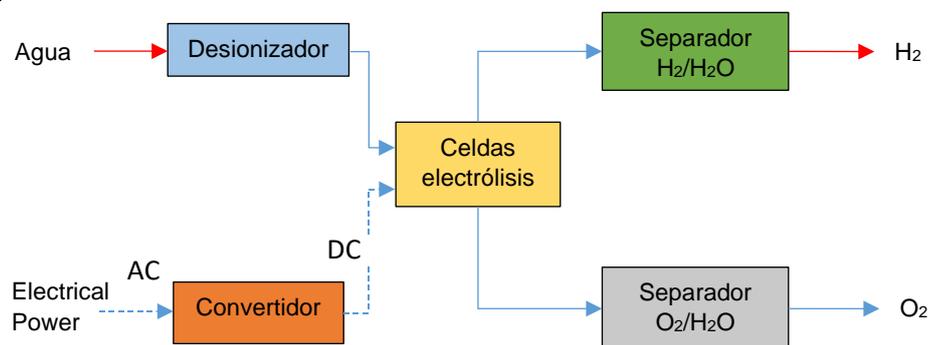


Figura 14. Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua.

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S. L.

Los equipos de electrólisis actuales pueden ser ácidos o alcalinos, lo que determinará la tecnología de electrolizador a utilizar. Las tecnologías más extendidas, hasta la fecha, son los electrolizadores AEL, comúnmente conocidos como “alcalinos”, y los electrolizadores PEM. No obstante, hay otro tipo de electrolizadores como los electrolizadores de óxidos sólidos (SOEC) o los de membrana de intercambio aniónico (AEM) que ofrecen interesantes expectativas, aunque hasta el momento se encuentra en una fase más prematura, de investigación.

A continuación, se describen más en detalle tanto la tecnología AEL como PEM, con una comparativa entre ambas.

#### Tecnología de electrolito líquido alcalina (AEL).

La electrólisis alcalina, como es comúnmente conocida la tecnología de electrolito líquido alcalina (AEL), se ha convertido en una tecnología consolidada para la producción de hidrógeno hasta el rango de megavatios (MW) y constituye la tecnología más consolidada a nivel comercial en el mundo.

La electrólisis AEL es la tecnología de electrólisis de agua más desarrollada y ya en la década de 1920 se habían construido varias plantas de MW en todo el mundo. La técnica es simple y duradera y alcanza hasta 90.000 – 100.000 horas de funcionamiento, mientras que alcanza eficiencias comerciales de 60% - 75% y del 80% - 85% para sistemas a pequeña escala.

Los electrolizadores alcalinos se caracterizan por su alta eficiencia y precio asequible. La pureza del hidrógeno obtenido por electrólisis con este tipo de equipos es muy alta, oscilando entre el 99,7% y el 99,9%. En este proceso, se debe proporcionar agua con una conductividad menor a 1-5  $\mu\text{S} / \text{cm}$ . Las semireacciones que ocurren en el cátodo (HER - *Hydrogen Evolution Reaction*) y el ánodo (OER – *Oxygen Evolution Reaction*) se muestran mediante las siguientes ecuaciones, mientras que la reacción global se muestra al final.



Un electrolizador alcalino común consta de dos electrodos sumergidos en la solución acuosa de electrolito, generalmente de hidróxido de potasio (KOH), y separados por una membrana. El papel de la solución de KOH, de aproximadamente 3 - 5 m3/MW instalado, es maximizar la conductividad iónica. El ratio de cambio de la disolución es de 2 a 5 años en función de la pureza del agua.

Asimismo, la temperatura de funcionamiento del proceso oscila entre los 40°C y los 90°C. Los óxidos de metales de transición de bajo coste son los que se utilizan normalmente en la electrólisis alcalina debido a su abundancia y a la alta actividad y estabilidad. Por lo tanto, los electrodos a base de níquel, cobalto y hierro se han estudiado ampliamente en los últimos años en electrólisis alcalina. En la Figura 15 se muestra un diagrama esquemático del funcionamiento del dispositivo.

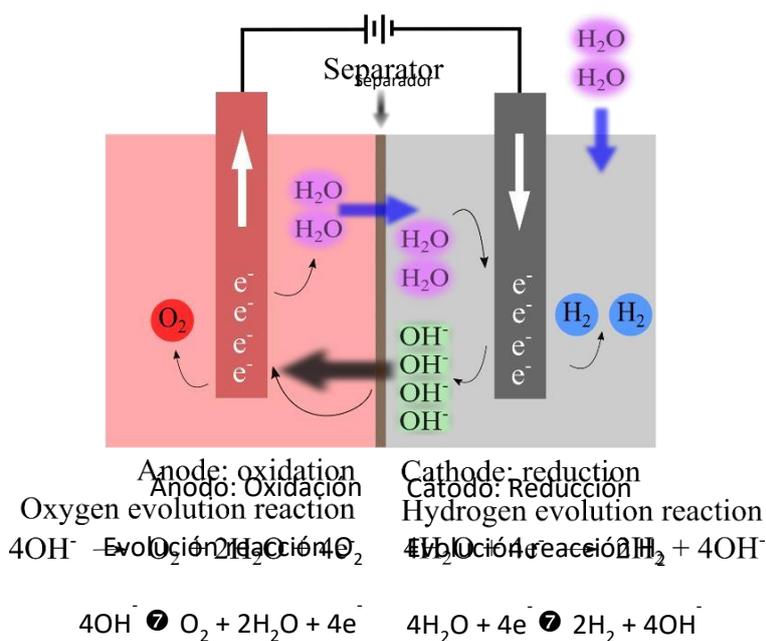


Figura 15. Reacciones en electrolizador alcalino.

Fuente: Navarro RM, et al., 2015

En este tipo de dispositivo, el electrolito acuoso inunda ambos electrodos. El cátodo y el ánodo están separados por una fina membrana polimérica porosa (membrana de separación). Esta membrana es una barrera física para las burbujas de gas, pero no obstruye el movimiento de los iones OH<sup>-</sup> que viajan desde el cátodo al ánodo. El hidrógeno se obtiene del cátodo y el oxígeno, con una pequeña cantidad de agua, del ánodo.

Por otro lado, un electrolizador alcalino requiere unas condiciones del agua de entrada muy específicas. El agua de entrada debe tener una conductividad menor a 1-5 μS/cm y una presión inferior a 0,1 MPa.

Los electrolizadores de este tipo se caracterizan por una larga durabilidad y vida útil.

Tabla 2. Ventajas y desventajas del electrolizador alcalino (AEL).

Fuente: IEA

Ventajas	Desventajas
Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil de hasta 100.000 h)	Rango de producción limitado entre el 20% y el 100% - Variación dinámica del suministro eléctrico limitada, dependiendo fabricante
Baja degradación ( $<3 \mu\text{V}\cdot\text{h}^{-1}$ )	Las membranas separadoras no evitan la mezcla $\text{H}_2\text{-O}_2$
Alta producción de hidrógeno (hasta $760 \text{ Nm}^3/\text{h}$ , rango de MW)	A rango bajo ( $<40\%$ ), baja producción y mayor difusividad entre gases $\text{H}_2\text{-O}_2$
Área de celda alta (hasta $4 \text{ m}^2$ )	Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia ( $<1 \text{ mW cm}^{-2}$ ), fundamentalmente por la pérdida óhmica en el electrolito
Coste relativamente bajo	Presión de funcionamiento relativamente baja (electrolito líquido)

Hay dos alternativas principales para ensamblar múltiples celdas de electrolisis alcalina: configuraciones monopolar y bipolar.

En la **configuración monopolar**, las celdas electrolíticas se conectan en paralelo para formar un gran módulo de stack de electrolisis como se muestra en la Figura 16. Por lo tanto, el voltaje a través de pares individuales de electrodos es directamente igual al voltaje a través del stack y la suma de toda la corriente a través de cada celda es igual a la corriente total del stack. Además, en esta configuración, se produce la misma reacción electroquímica en ambos lados de cada electrodo. La reacción puede ser la reacción de desprendimiento de hidrógeno o la reacción de desprendimiento de oxígeno, dependiendo de la polaridad de los electrodos relevantes.

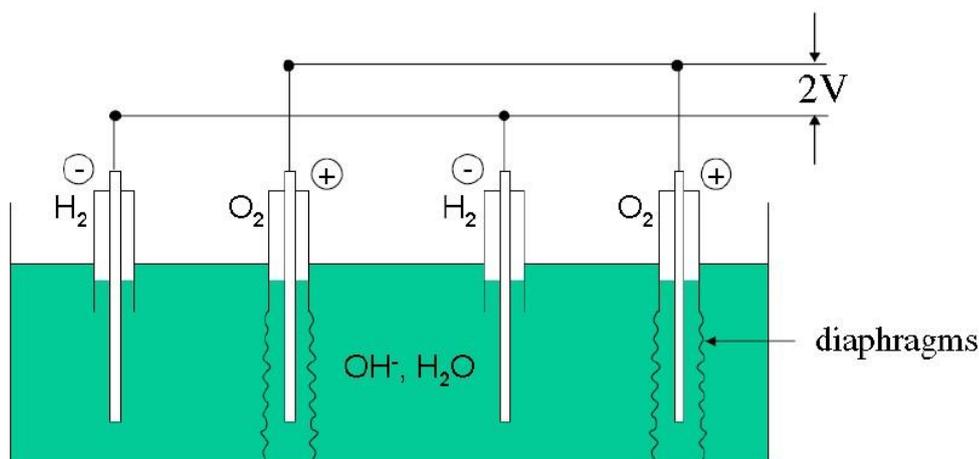


Figura 16. Configuración monopolar de celdas.

Fuente: De Silva, S. (2017)

Tabla 3. Ventajas y desventajas de la configuración monopolar.

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Ventajas	Desventajas
Diseño simple y económico	Baja eficiencia
Mantenimiento sencillo	No funciona a alta presión
Sin corrientes parasitarias	Atención continua del operador
Sin recirculación de electrolitos	

En la **configuración bipolar**, las celdas electrolíticas están conectadas en serie para formar un gran módulo de stack de electrólisis, como se muestra en la Figura 17. Por lo tanto, la suma de todos los voltajes a través de los pares individuales de electrodos es igual al voltaje total del stack y la corriente del stack es directamente igual a la corriente que pasa por cada celda individual.

En esta configuración se producen dos reacciones electroquímicas diferentes, la reacción de desprendimiento de hidrógeno y la reacción de desprendimiento de oxígeno en ambos lados de cada electrodo. Así, un lado del electrodo actúa como cátodo y el otro como ánodo simultáneamente.

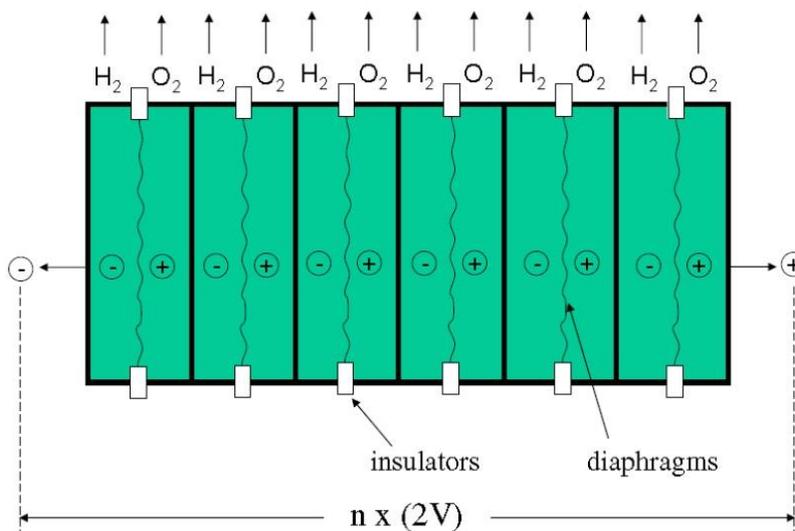


Figura 17. Configuración bipolar de celdas.

Fuente: De Silva, S. (2017)

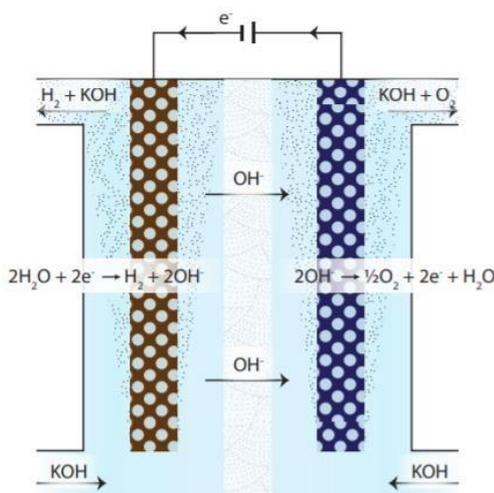
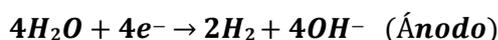
La configuración bipolar tiene una pérdida óhmica baja en comparación con la configuración monopolar, ya que los espacios entre los electrodos son más pequeños. El espacio entre electrodos es la distancia que los iones tienen que viajar en el electrolito, por lo tanto, al existir un espacio más pequeño entre los electrodos, el transporte iónico es menor, reduciendo las pérdidas óhmicas dentro del stack de electrólisis. Es importante considerar que, si el espacio es demasiado pequeño, las chispas eléctricas saltarían a través de los electrodos, presentándose como un peligro de explosión, de ahí la importancia de mantener un espacio óptimo entre electrodos para lograr el máximo rendimiento.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de la configuración bipolar.

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Ventajas	Desventajas
Alta eficiencia	Pérdidas de corriente
Puede trabajar a presiones y temperaturas más altas.	Mantenimiento complicado
Diseño compacto	Recirculación de electrolitos

## Electrólisis alcalina (AEL) - Resumen



**Descripción:** En la electrolisis alcalina, los materiales más comúnmente usados para el ánodo y el cátodo son óxidos a base de níquel y cobalto, respectivamente, y el electrolito líquido más comúnmente usado KOH. El electrolito se hace circular a través de los electrodos para proporcionar la alcalinidad requerida por el sistema. Las cámaras de ánodo y cátodo están separadas por una membrana de separación porosa que conduce iones hidroxilo, pero no hidrógeno ni oxígeno.

En el cátodo, el agua se divide para formar  $H_2$  y se liberan aniones de hidróxido que pasan a través de la membrana de separación y se recombinan en el ánodo para formar  $O_2$  según las reacciones alcalinas. Las membranas de separación están fabricadas de óxidos cerámicos como el titanato de potasio o polímeros como el polipropileno y el sulfuro de polifenileno.

**Parámetros de operación:** La electrólisis de agua alcalina común funciona a concentraciones de electrolito de KOH desde 20 a 40%, a una densidad de corriente de aproximadamente 300 a 450 mA cm<sup>-2</sup>, a temperaturas moderadas de 70 a 90°C, presiones típicas que varían de 10 a 30 bar con un voltaje de celda en el rango de 1,7 a 2,4 V, eficiencias de conversión en el rango de 63 a 71% de valor calorífico inferior (LHV) y consumo energético de 4,2 a 4,8 kWh/Nm<sup>3</sup>.

#### Ventajas:

- La tecnología madura significa que es confiable, barata y segura.
- No requiere metales nobles como catalizadores.
- Estabilidad a largo plazo.
- El sistema más económico actualmente.
- Instalaciones existentes de tamaños grandes (cientos de MW)

#### Desventajas:

- El electrolito líquido de KOH es muy sensible al CO<sub>2</sub> en el aire ambiente y forma fácilmente K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Estos carbonatos insolubles pueden precipitarse en los catalizadores porosos y las capas de difusión de gas bloqueando el transporte de iones, productos y reactivos, lo que disminuye drásticamente el rendimiento del electrolizador.
- Los electrolizadores de agua con electrolitos líquidos alcalinos también son difíciles de apagar / poner en marcha y su salida no puede aumentarse rápidamente porque la presión en los lados del ánodo y cátodo de la celda debe igualarse en todo momento para evitar el paso de gas a través del separador de celda porosa.
- A medida que se produce el desprendimiento de gas en los electrodos, el volumen entre el electrodo y la membrana de separación se llena de burbujas de gas. Las grandes distancias entre electrodos y el efecto de bloqueo significativo de las burbujas de gas dan como resultado pérdidas óhmicas muy altas, lo que limita el funcionamiento al rango inferior a 500 mA cm<sup>-2</sup>.
- Baja pureza de los gases.
- Bajas tasas de producción de hidrógeno y sensibilidad a presiones diferenciales.

#### Potenciales mejoras a futuro:

- 1) Se debe mejorar la eficiencia de los electrolizadores con el objetivo de reducir los costos operativos asociados al consumo de energía eléctrica.
- 2) Es necesario aumentar las densidades de corriente de funcionamiento para reducir los costes de inversión (los costes de inversión son casi proporcionales a la superficie de las células de electrólisis).

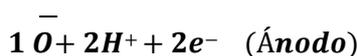
Tecnología de membrana de intercambio protónico (PEM).

El segundo tipo de electrolizadores más extendido son los de membrana de intercambio de protones (PEM), que incluye una membrana sólida ácida, típicamente Nafion, que se utiliza como alternativa al electrolito líquido alcalino. Este electrolito sólido se encarga de proporcionar una alta conductividad de iones H<sup>+</sup> (protones), un diseño compacto y permite la independencia neumática entre electrodos, facilitando así alcanzar una alta presión de salida para el hidrógeno. A pesar de que este tipo de electrolizador ha estado disponible comercialmente durante años, se ha limitado a instalaciones de pequeña escala. Sin embargo, electrolizadores PEM de mayor tamaño están ingresando en el mercado en los últimos años y se espera una evolución significativa en los costes y la durabilidad durante la próxima década.

Los electrolizadores PEM funcionan en condiciones similares a los electrolizadores alcalinos. Sin embargo, a diferencia del sistema alcalino, la electrólisis PEM puede operar a densidades de corriente de hasta 2.000 mA / cm<sup>2</sup> sin afectar la eficiencia de la celda. Esto se debe a la estructura compacta de los electrodos y la membrana delgada (<0,2 mm) y altamente conductora membrana polimérica que asegura una resistencia celular particularmente baja, a menudo llamado MEA (Membrane Electrode Assembly).

Los electrolizadores PEM producen hidrógeno de muy alta pureza (valores en torno al 99,9% de pureza a la salida del electrolizador) y requieren agua muy pura con baja conductividad de aproximadamente 0,1 μS / cm. El agua se suministra solo en el lado del ánodo, donde se separa en iones de hidrógeno y gas oxígeno. La membrana es selectiva, permitiendo el paso solo de protones, aunque una cantidad variable de agua se puede disipar a través de la membrana, saliendo del módulo como humedad en el flujo de hidrógeno. Los protones se reducen a hidrógeno gas después de viajar al cátodo.

Las reacciones químicas de estos dispositivos se muestran mediante las siguientes ecuaciones:



El proceso de oxidación en el ánodo produce protones libres y oxígeno, mientras que en el cátodo se reducen los protones. Una desventaja de estos dispositivos es un consumo progresivo de las membranas durante el trabajo. La Figura 18 muestra un diagrama esquemático de la celda del electrolizador de agua PEM. El proceso de electrólisis requiere que las celdas se alimenten con una fuente de alimentación de corriente continua, lo que puede resultar en la necesidad de utilizar circuitos rectificadores para la energía de los parques eólicos y / o la energía transmitida desde la red eléctrica nacional.

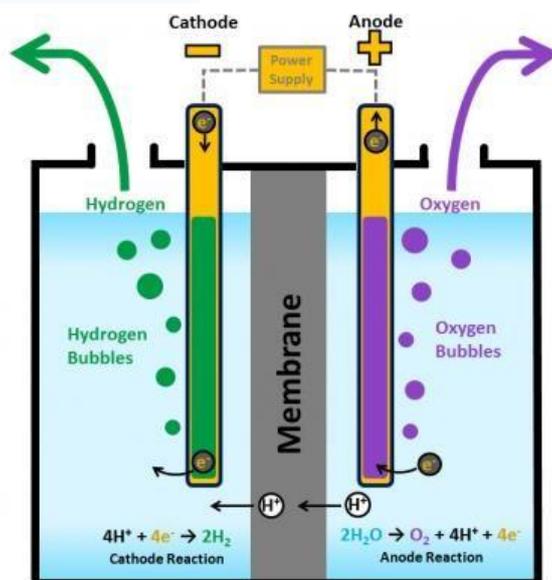


Figura 18. Reacciones en electrolizador PEM.

Fuente: Office of energy efficiency & renewable energy

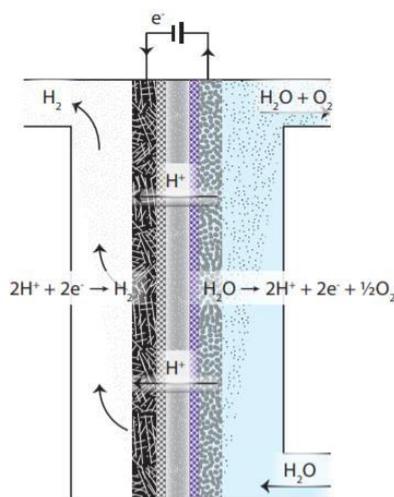
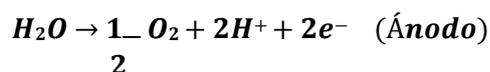
El ambiente ácido hace que el desarrollo de un catalizador de metal no noble para el sistema sea extremadamente arriesgado. Por lo tanto, los electrodos consisten normalmente en metales nobles como platino o iridio, entre otros, lo que repercute directamente en el elevado precio de los electrolizadores. Tradicionalmente, los electrolizadores PEM solo existían en pequeñas escalas con una productividad máxima de hidrógeno de 30 Nm<sup>3</sup>/h, y su estructura pequeña y compacta permitía presurizar estos electrolizadores fácilmente. Se están superando esas limitaciones de tamaño y se están introduciendo en el mercado sistemas presurizados a escala de megavatios, con expectativas muy prometedoras.

Tabla 5. Ventajas y desventajas de los electrolizadores PEM

Ventajas	Desventajas
Alta conductividad de protones (0,1 S cm <sup>-1</sup> ) en la membrana (20-300 μm)	Alto coste de componentes
Alta presión de trabajo (hasta 300 bar): producción de H <sub>2</sub> a alta presión (compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, mínimos problemas de membrana, menor sobrepotencial	Medio ácido corrosivo (se requieren metales nobles)
Stack compacto	Menor vida útil (<50.000 h)
Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm <sup>-2</sup> ), debido a la conductividad de la membrana	Comercialización limitada
Amplio rango de operación	Problemas con la alta presión (membranas cruzadas, más gruesas)

Obtiene un hidrógeno con mayor pureza por la falta de contaminación por KOH	
No requiere de tanto equipamiento de electrónica de potencia para gestionar la respuesta dinámica a cambios en la producción	

## Electrólisis PEM – Resumen



**Descripción:** El electrolito en este caso es una membrana polimérica de naturaleza ácida que permite el intercambio de protones (H<sup>+</sup>).

La membrana conduce iones H<sup>+</sup> de ánodo a cátodo y separa el hidrógeno y el oxígeno que se producen en la reacción. El electrolito de polímero sólido más utilizado en los sistemas PEM son las membranas de tipo ácido perfluorosulfónico (PFSA), como el conocido Nafion, capaz de conducir protones (H<sup>+</sup>).

Los electrolizadores PEM operan con agua pura y comúnmente únicamente en el lado del ánodo, por lo tanto, las vías iónicas en el electrodo deben ser provistas por un ionómero mezclado en la capa catalítica.

La electrólisis PEM funciona bombeando agua al ánodo donde se separa en oxígeno (O<sub>2</sub>), protones (H<sup>+</sup>) y electrones (e<sup>-</sup>). Estos protones viajan a través de una membrana conductora de protones hacia el lado del cátodo. Los electrones salen del ánodo a través del circuito de energía externo, que proporciona la fuerza impulsora (voltaje de la celda) para la reacción. En el lado del cátodo, los protones y electrones se vuelven a combinar para producir H<sub>2</sub> (S. S. Kumar, s.f.).

**Componentes principales:** MEA, colectores de corriente (capas de difusión de gas) y placas separadoras.

**Parámetros de operación:** La temperatura de trabajo para los sistemas PEM normalmente está en el rango de 50 a 80°C y la presión de 20 a 50 bar. Si bien el PEM muestra un rendimiento electroquímico extraordinario, pudiendo alcanzar 2-6 A / cm<sup>2</sup> a 2 V dependiendo del grosor de la membrana (~ 50-200 μm), no está exento de algunos problemas. Las densidades de corriente típicas a 2V son 1.0-2.0 A / cm<sup>2</sup>, 60-68% LHV (Low Heating Value) y un consume energético entre 4,4-5,0 kW h/Nm<sup>3</sup>

#### Ventajas:

- Los sistemas PEM prometen alta eficiencia, alto rango de carga parcial, tiempo de respuesta corto y alta pureza de hidrógeno (las membranas de intercambio de protones tienen baja permeabilidad a los gases).
- Diseño de celda compacto, operación dinámica, alto voltaje y la posibilidad de usar alta presión en el lado del cátodo, mientras que el ánodo se puede operar a presión atmosférica.

#### Desventajas:

- Entorno altamente ácido.
- Los metales escasos y costosos empleados pueden convertirlo en un factor limitante si se deben implementar gigavatios de electrolizadores PEM.
- Las membranas a base de Nafion que se utilizan comúnmente en la electrólisis PEM son muy caras.

#### Potenciales mejoras:

- Diseño de membranas SPE (Solid Polymer Electrolyte), como opciones sustitutivas al Nafion, que sean más duraderas, termomecánica y químicamente.
- Búsqueda de otros catalizadores adecuados además del Ir.
- Contrarrestar la corrosión y baja conductividad de las capas pasivas que degradan las placas bipolares del colector anódico.
- Disminuir la difusividad en la fase sólida de las membranas para una mayor pureza.

### Balance de planta (BoP)

Celdas y stacks son la parte central de los electrolizadores de agua, pero estos elementos requieren un estricto control de sus parámetros de trabajo y un esfuerzo variable en la gestión y acondicionamiento de sus entradas y salidas. Para ello es necesario dotarlos de componentes auxiliares externos, cuyo impacto en los costos generales, la eficiencia y el rendimiento es significativo y disminuye junto con la escala del sistema.

En sistemas de baja potencia, la demanda de energía de los componentes y procesos auxiliares puede ser comparable con la del stack. En las plantas de electrólisis a gran escala, sin embargo, este consumo suele representar menos del 10% de la demanda total.

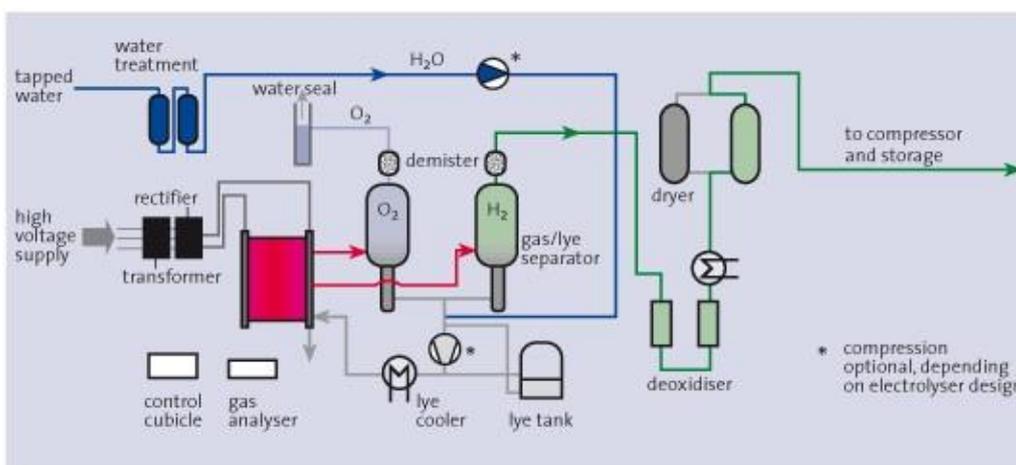


Figura 19. Diagrama de flujo de un stack de electrólisis

Fuente: Basado en Norsk Hydro Electrolysers, 2003

#### Tratamiento de agua

Hoy en día, cualquier celda de electrólisis necesita agua pura o incluso ultrapura, como es el caso de sistemas PEM. Los circuitos de agua tienden a ser circuitos cerrados para facilitar la presurización y la gestión térmica, y cualquier impureza que ingrese al circuito aumentaría constantemente la concentración, ya que solo se eliminan (idealmente) las moléculas de agua. Incluso si este efecto pudiera evitarse con circuitos abiertos y agua en exceso, las condiciones agresivas de pH y red-ox que ocurren en los electrodos generarían reacciones químicas para prácticamente todos los compuestos orgánicos e inorgánicos, dando como resultado tres posibilidades principales:

- El producto es inerte y soluble en agua: se elimina junto con el exceso de agua (si lo hubiera);
- El producto no es inerte: se producen reacciones aleatorias, con la degradación irreversible de los componentes internos.
- El producto no es soluble en agua: las incrustaciones sólidas cubren puntos electroquímicamente activos en la celda, lo que resulta en pérdidas de rendimiento y eventualmente en mal funcionamiento. La electroactividad de los electrodos se puede

recuperar aplicando tratamientos de limpieza a la celda con regularidad, destinados a solubilizar las incrustaciones sin efecto sobre otros componentes.

En situaciones reales, estas tres posibilidades ocurren simultáneamente, por lo que los fabricantes tradicionalmente han considerado la purificación previa del agua como la opción más conveniente.

Los procesos de purificación de agua están ampliamente extendidos y se basan en múltiples principios. Para entornos industriales con fácil acceso a agua del grifo de calidad aceptable, la purificación generalmente se basa en ósmosis inversa como primer paso, combinada con captura de iones utilizando resinas de intercambio iónico o zeolitas.

#### *Acondicionamiento de potencia eléctrica*

Las celdas electroquímicas tienen polaridad (positiva / negativa; ánodo / cátodo), por lo que los procesos derivados se basan en sistemas de corriente continua (CC), típicamente con bajo voltaje. El voltaje por celda es relativamente constante para un solo tipo de celda, por lo que el voltaje final que se aplicará debe adaptarse al número de celdas del stack.

Las redes eléctricas utilizan corriente alterna (CA) para la generación y la distribución de energía, por lo que el acondicionamiento de la potencia eléctrica procedente de servicios públicos siempre deberá incluir transformadores CA / CC en una primera etapa, combinados con rectificadores CC / CC para el ajuste y el control de la potencia entrante a la etapa de producción de hidrógeno. Cuando la energía de entrada procede de microrredes y / o fuentes renovables, estos equipos se vuelven particularmente relevantes y deben adaptarse a las especificaciones de la fuente primaria en términos de energía CA / CC, rango de variabilidad y respuesta transitoria necesaria.

#### *Gestión térmica*

Todos los procesos de electrólisis del agua muestran eficiencias por debajo del 100% y prácticamente toda la energía que no se transfiere al flujo de salida de hidrógeno se libera como calor residual. Esta porción del 10-30% de la entrada de energía suele ser responsable del calentamiento del equipo durante el protocolo de arranque, pero después de esta fase inicial debe evacuarse para evitar la degradación de los componentes internos debido a la exposición al exceso de temperatura. La estrategia ampliamente utilizada es recircular el exceso de agua / solución acuosa e introducir un intercambiador de calor en la línea, transfiriendo el calor a un circuito secundario. Este circuito secundario entrega calor a otros procesos que lo demanden (cogeneración) o al medio ambiente.

#### *Separación líquido/gas*

Para el proceso de electrólisis, por lo general, la disolución acuosa (electrolito líquido) que se introduce en las celdas electrolíticas se va a bombear muy por encima de la estequiometría de la reacción, para arrastrar rápidamente las burbujas que se comienzan a formar en los electrodos y de esta manera liberar espacio para agua nueva que continúe permitiendo la electrólisis del sistema. Como resultado, se genera una espuma consistente en una mezcla de líquido y gas que sale del stack. Esta espuma será un flujo único de oxígeno / agua en electrolizadores PEM y dos flujos independientes (oxígeno /  $\text{KOH}_{\text{aq}}$  + hidrógeno /  $\text{KOH}_{\text{aq}}$ ) cuando se consideran electrolizadores alcalinos. Estas mezclas generalmente se decantan en recipientes relativamente grandes, donde las burbujas de gas (microburbujas) emergen lentamente del líquido en la interfase. Los fabricantes a veces modifican el diseño específico de estos separadores de fase para minimizar el tamaño, mejorar el rendimiento o facilitar la fabricación y el mantenimiento de estos recipientes, siendo su geometría interna parte del conocimiento de cada fabricante. La salida de líquido siempre se encuentra en la parte inferior de los separadores de gases para recuperación y recirculación al stack, mientras que la salida de gas siempre está en la parte superior.

### Purificación de gas

Una de las ventajas de la electrólisis del agua como método de producción de hidrógeno es la ausencia de medios costosos de purificación de gas, ya que la materia prima (agua) se puede purificar fácilmente en comparación con los combustibles fósiles o la biomasa. Por tanto, la principal prueba de calidad del hidrógeno electrolítico es el contenido de oxígeno y humedad.

Pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso llegan al lado del hidrógeno generalmente en las celdas alcalinas, ya que la membrana sólida y la presión diferencial evitan este efecto en la tecnología PEM. Esta impureza sería peligrosa si se alcanza el límite inferior de explosividad, pero estos niveles anormalmente altos son raros y generalmente ocurren solo tras fallos importantes en el stack.

Durante el funcionamiento normal, las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde todo el oxígeno reacciona con el flujo de hidrógeno generando agua, para ser eliminado aguas abajo.

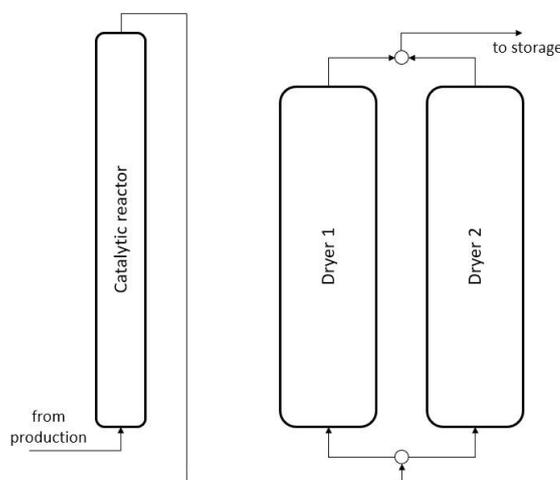


Figura 20. Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico.

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Incluso cuando se ha eliminado la fase líquida en los pasos anteriores, el hidrógeno resultante está saturado de agua. El contenido de humedad necesario podría ser variable, pero el nivel de pureza habitual se sitúa en torno al punto de rocío  $-40^{\circ}\text{C}$  (aproximadamente 100 ppm). Esta eliminación de agua generalmente se logra mediante el uso de lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice, que extraen activamente la humedad del gas que fluye.

Estos compuestos desecantes pueden absorber hasta el 40% de su propio peso en humedad, pero para garantizar que no se alcancen los límites de humedad, se regeneran antes de la saturación. Los secadores alternativos de dos lechos (ver Figura 20) son los sistemas más comunes de secado en la producción de hidrógeno, dimensionados de acuerdo con los límites de humedad, la capacidad del electrolizador y la frecuencia de regeneración deseada.

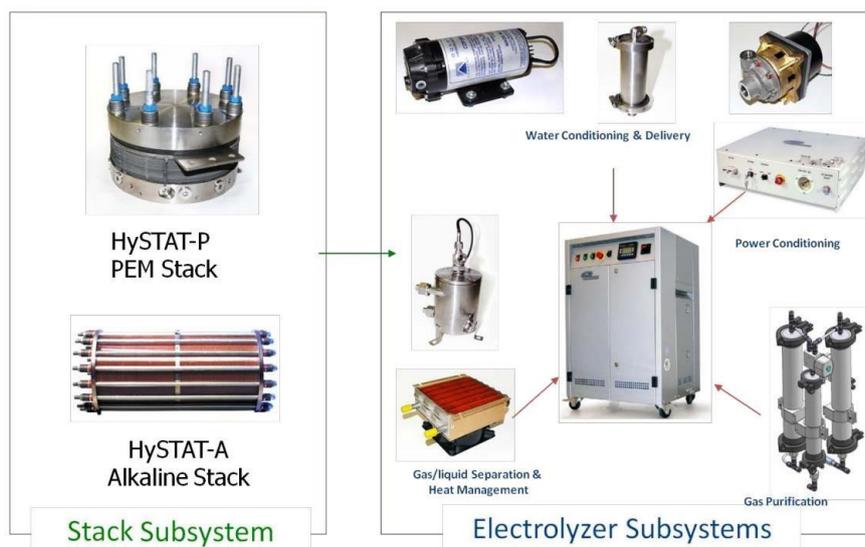


Figura 21. Componentes auxiliares externos más comunes en el BOP de los electrolizadores.

Fuente: Hydrogenics

*Particularidades en electrolizadores alcalinos*

**Igual presión en ambos lados.** El electrolito líquido entre los electrodos hace que los lados de hidrógeno y oxígeno formen parte del mismo recipiente hidráulico. Por lo tanto, la salida de gas de ambos separadores de líquido / gas debe controlarse cuidadosamente para mantener ambas interfaces de líquido dentro de los límites (ver Figura 22).

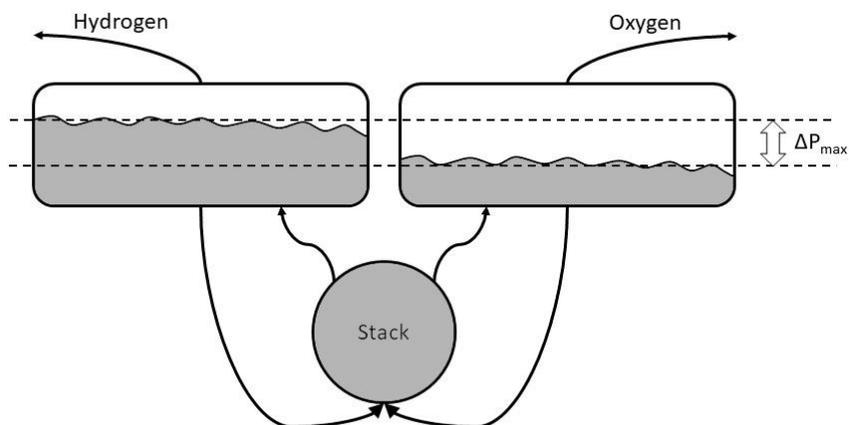


Figura 22. Geometría de nivel en electrolizadores alcalinos

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

**Soluciones corrosivas.** Se utilizan soluciones altamente cáusticas de NaOH o KOH en altas concentraciones para mejorar la conductividad del OH<sup>-</sup>. En combinación con altas temperaturas, esto da como resultado un entorno muy hostil, donde todos los materiales deben seleccionarse cuidadosamente. También son irritantes y es necesario prever precauciones especiales de seguridad durante las operaciones de mantenimiento, evitando el contacto directo con la piel desnuda y las pulverizaciones.

**Trazas de KOH.** A pesar de ser un soluto sólido, algunas trazas de la sal usada se transportan con los flujos de gas que salen. La disminución de la concentración del electrolito es despreciable, pero influye en la calidad final y la naturaleza corrosiva de la impureza podría causar problemas en el equipo. Filtros con materiales absorbentes se colocan en la línea después del secado y generalmente se desechan como parte del mantenimiento regular.

#### *Particularidades en electrolizadores PEM*

**Presión diferencial.** El electrolito sólido divide cada celda en dos espacios hidráulicos separados, haciendo que uno sea independiente de otro (dentro de ciertos límites). Los electrolizadores PEM pueden diseñarse para que exista cualquier presión diferencial entre electrodos, pero en los diseños se suele considerar que la presión del lado del hidrógeno será más alta que la del lado del oxígeno, para reforzar los soportes mecánicos de la membrana. El lado del oxígeno se puede mantener a baja presión, para de esta manera permitir el ahorro de costes en componentes y ampliando las alternativas.

**Solo un electrodo está inundado.** Esto también es una ventaja de la separación sólida entre electrodos: la molécula del agua se separa en el ánodo, por lo que no es necesario que el cátodo esté inundado también.

**Transiciones rápidas de inicio / parada.** Una densidad de corriente mucho mayor, un electrolito sólido y un solo electrodo inundado dan como resultado stacks significativamente más compactos para la tecnología PEM, considerando las mismas capacidades. Combinado con un equilibrio simplificado de la planta, dan como resultado sistemas mucho más pequeños. Esto es una ventaja en sí misma, pero también implica saltos más pronunciados de temperatura y presión, tanto en los protocolos de arranque como de apagado.

**Agua de alta pureza.** La electrólisis PEM necesita agua ultrapura para alimentar la pila, por lo que se necesita una purificación intensiva y todos los materiales deben ser compatibles para no liberar impurezas al agua. Las especificaciones del agua para esta tecnología son del orden de diez veces más exigentes, en comparación con la electrólisis alcalina.

### Análisis comparativo de tecnologías.

#### Análisis de costes

##### *CAPEX*

Por lo general, el coste de inversión inicial necesario (CAPEX) para una instalación basada en tecnología AEL es más bajo que para una tecnología PEM, debido principalmente a ser una tecnología más implantada en el mercado, con un mayor recorrido en investigación y una mayor madurez tecnológica. Existen sistemas AEL de plantas de tamaños grandes (mayores a 1 MW instalado) desde principios del siglo XX. Esto ha motivado una mejora y reducción de costes durante el último siglo, mientras que la tecnología PEM es relativamente nueva, ofreciendo mucho margen de mejora. Si bien es cierto que la tecnología PEM hoy en día es más cara, el potencial de reducción de costes que ofrece es mayor, al ser una tecnología relativamente novedosa, lo que implica un amplio campo de líneas de investigación a seguir.

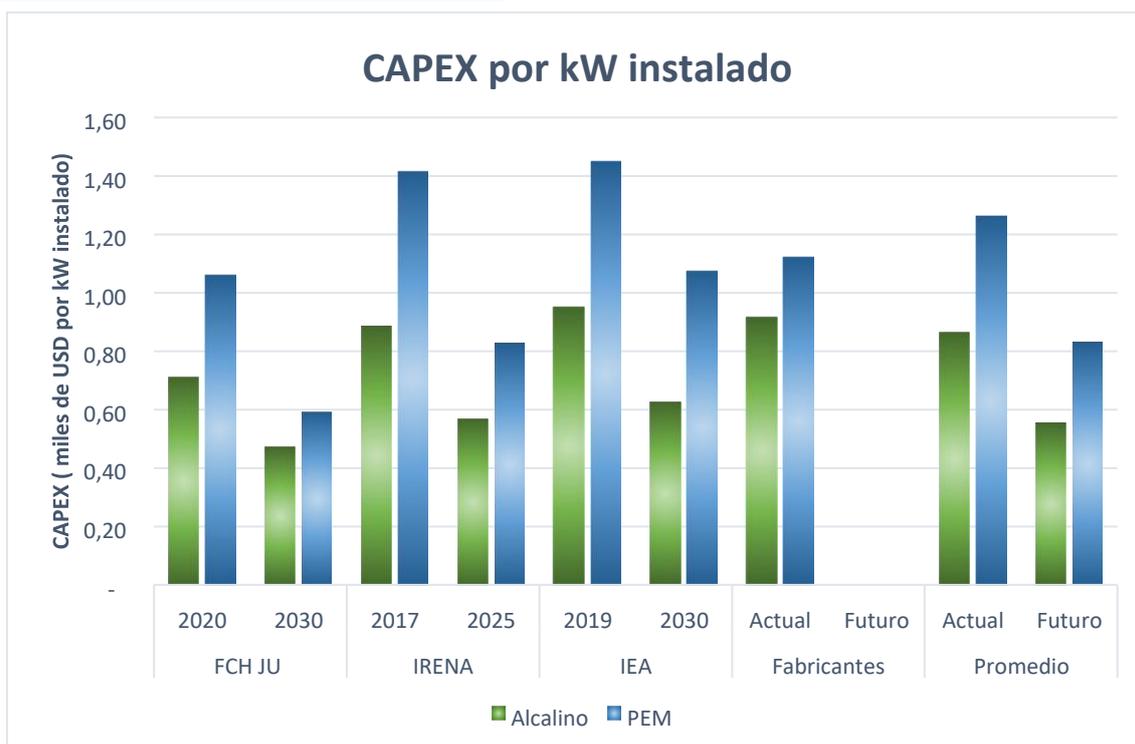


Figura 23. Coste por kW instalado de las tecnologías de electrolisis comerciales presente y a futuro de acuerdo con diversas fuentes.

Fuente: Elaboración Ariema Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en FCH JU, IRENA e IEA.

Hasta la fecha, los sistemas PEM representan hasta el doble de coste que los sistemas AEL, sin embargo, los expertos predicen que los sistemas AEL han alcanzado su pico en términos de reducción de costes, por lo que la reducción a futuro será muy baja en comparación con los PEM.

En la Figura 23 se observa el coste por kW extraído de diversas fuentes de confianza. Se observa claramente que ambas tecnologías presentan expectativas de reducción de precio importantes en un futuro. Es más notoria la reducción de precios en la tecnología PEM, donde se estima una reducción de precio entre el 33 y el 50% en 10 años. La tecnología AEL presenta una reducción menos significativa, pero se observan caídas en el precio de la misma manera. FCH JU prevé que, en el año 2030, la tecnología PEM pueda llegar a casi equiparar el precio por KW instalado de AEL en algunos casos su precio por kW instalado.

Se destaca que la información proporcionada por fabricantes muestra que el descenso en el precio de la tecnología PEM está ocurriendo más rápido de los previsto por fuentes oficiales mientras que la tecnología AEL se encuentra en valores similares.

En la Figura 24, se recoge un desglose porcentual habitual de costes de CAPEX de las dos principales tecnologías del mercado. En ambos casos, se observa que el principal gasto en el que se incurre al realizar una inversión de este tipo es el stack.

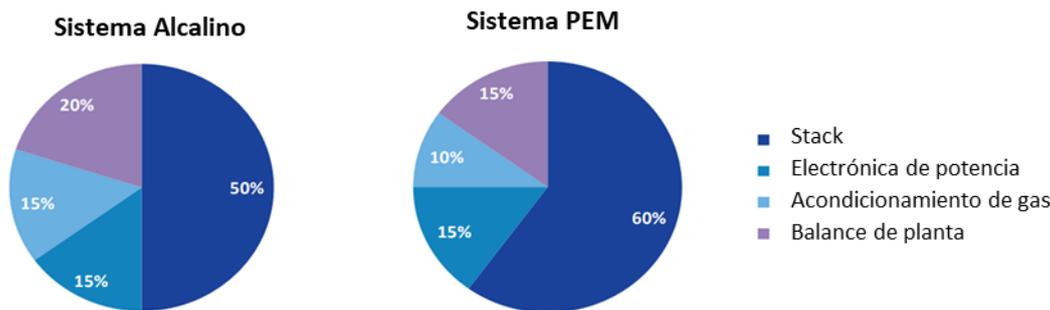


Figura 24. Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina.

Fuente: FCH Europa (traducido por ARIEMA)

A nivel comparativo, el CAPEX de una instalación de tecnología alcalina es menor, ya que, aunque el tamaño de los stacks es mayor, requiriendo mayor cantidad de material, el precio de los materiales empleados es muy inferior por no usarse materiales preciosos en los electrodos.

#### Coste de stack alcalino

Para el caso de la tecnología alcalina, el elevado coste de stack viene derivado de que su funcionamiento se produce a muy baja densidad de carga. La forma de alcanzar estos valores de densidad de carga tan bajos es empleando electrodos de una elevada área, llegando a implicar el 50% del coste total del equipo, a pesar de emplear materiales relativamente baratos.

#### Desglose de costes Stack Alcalino

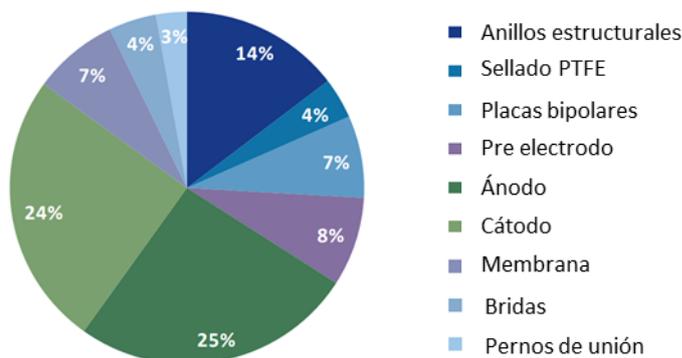


Figura 25. Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos.

Fuente: FCH Europa (traducido por ARIEMA)

Los electrolizadores alcalinos son una tecnología madura, que cuenta con muchos años de I+D+i, por lo que no se esperan reducciones elevadas en su coste por innovación. La principal línea de investigación que propone una reducción de costes a futuro se basa en incrementar la densidad de corriente a la que puede funcionar la celda, reduciendo así el tamaño de los AEL, y por consiguiente de los stack alcalinos. Va a ser necesario el desarrollo de nuevos materiales para incrementar las densidades de carga desde valores de 0,5 A/cm<sup>2</sup> a 1 A/cm<sup>2</sup> en 2030 para alcanzar los pronósticos deseados y actualmente publicados en Green Deal.

### Coste stack PEM

Observando el caso de los electrolizadores PEM, el precio del stack llega a alcanzar valores en torno al 60%. En el caso de esta tecnología, el elevado precio se justifica principalmente por dos factores:

- Las complicadas geometrías que presentan los electrodos, para forzar rutas de flujo del agua.
- Los materiales de construcción de estos electrolizadores son de alto valor, principalmente Titanio, con empleo de Oro o Platino entre otros, los cuales incrementan el precio.

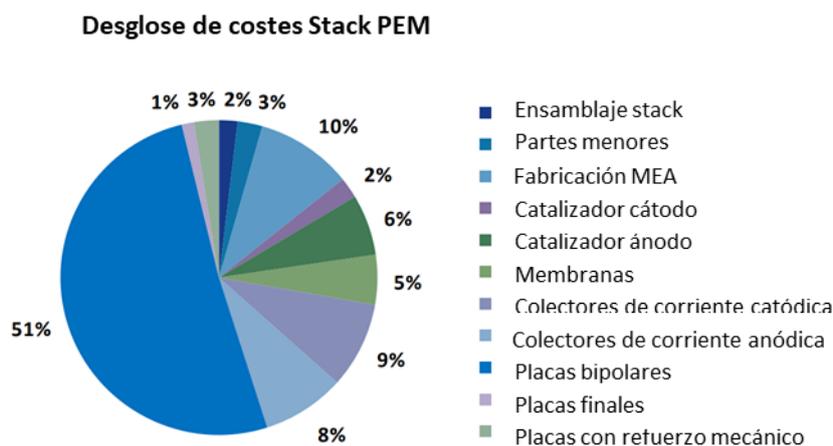


Figura 26. Desglose aproximado de costes para stacks PEM.

Fuente: FCH Europa (Traducido por ARIEMA)

Existen alternativas que emplean materiales notablemente más baratos, como acero inoxidable. El problema del empleo de acero inoxidable es la necesidad de recubrir el electrodo con materiales nobles que sean capaces de aguantar la corrosión, generalmente, Au, Ti y Pt. En fases muy tempranas de investigación, y de cara a mejorar el precio de estos sistemas, se encuentran materiales de menor precio como el Niobio que pueden resultar muy interesantes en la fabricación de los stacks de membrana polimérica.

### OPEX

En lo que respecta al OPEX, ambas tecnologías tienen proporcionalmente, unos costes de OPEX sobre CAPEX similares. El factor principal que determina el coste del hidrógeno producido es el factor de capacidad. Factores de capacidad bajos (funcionamientos durante < 2.000 horas anuales), diluyen en menor proporción los costes de CAPEX, incrementando el precio del hidrógeno vendido. Producciones por encima de las 4.000 horas anuales hacen más dependiente el coste de hidrógeno al coste de la electricidad.

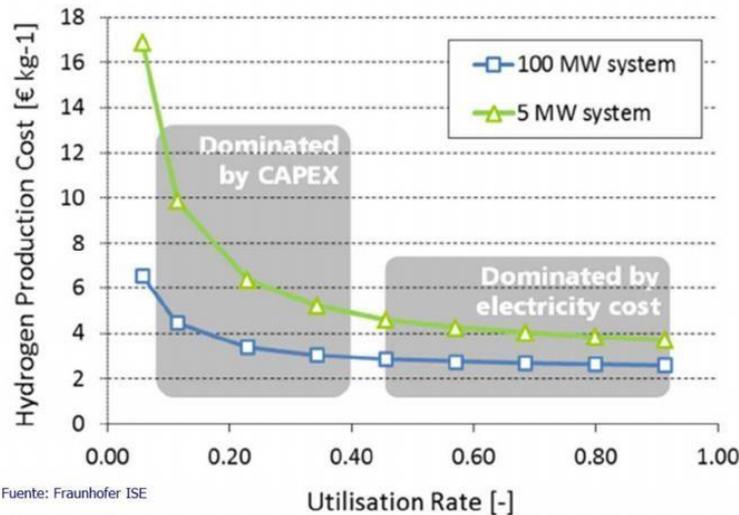


Figura 27. Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación.

Fuente: Fraunhofer ISE

En la Figura 27 se hace una estimación del coste del hidrógeno en función al tamaño y al factor de capacidad de la instalación. Este coste, a mayor factor de capacidad de la instalación, es más dependiente del coste al que se adquiera la electricidad, por lo que es muy dependiente del país donde se encuentre la instalación, debido a la variabilidad de precio en función a la fuente de energía.

En cuanto al precio de la electricidad procedente de fuentes renovables, la Figura 28 muestra la reducción de precios de diferentes tecnologías renovables desde 2010. Cabe señalar que la energía solar fotovoltaica y la energía solar de concentración muestran una enorme reducción de precio, de 0,36 USD/kWh a 0,10 USD/kWh, y 0,33 USD/kWh a 0,22 USD/kWh, respectivamente.

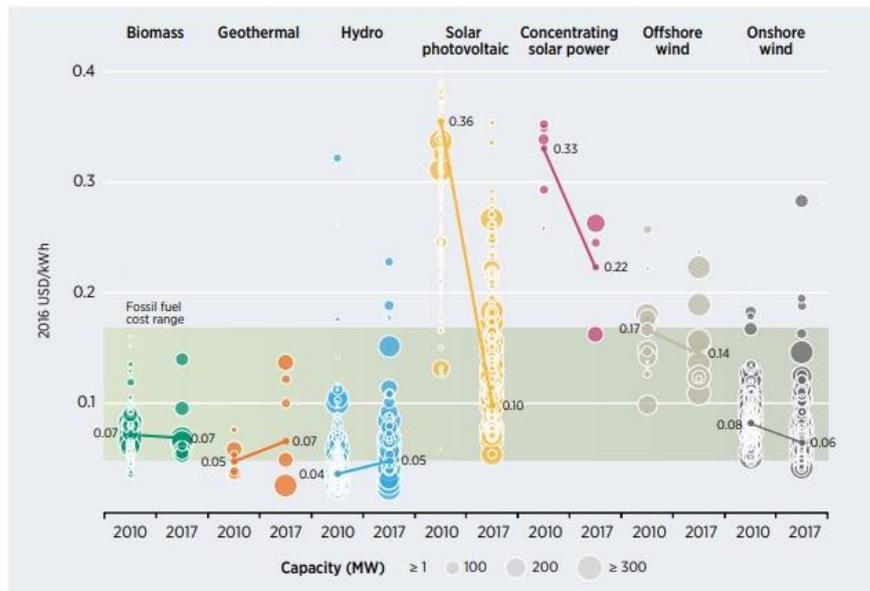
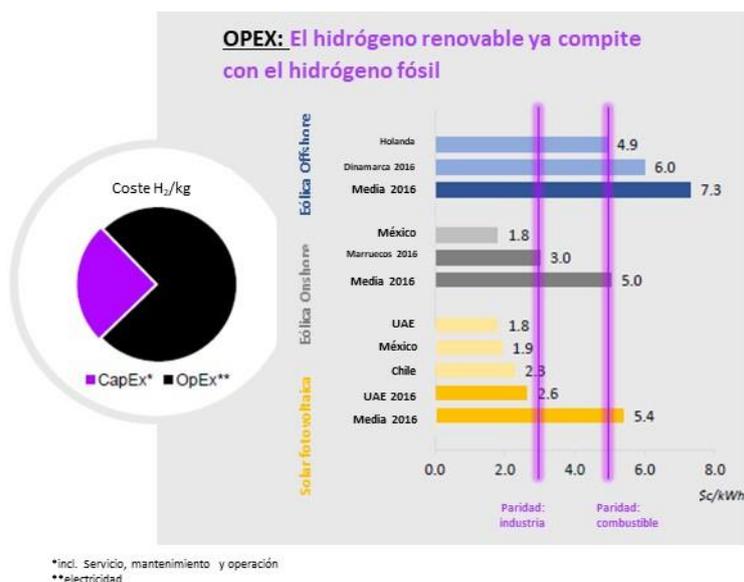


Figura 28. Evolución y comparación de costes de la electricidad en función a la fuente.

Fuente: IRENA

Por lo tanto, la fuente de electricidad utilizada limita la viabilidad económica de la producción de hidrógeno. La Figura 29 muestra diferentes casos de negocio: tres sistemas de energía renovable para producir la electricidad necesaria para el electrolizador en diferentes ubicaciones. Este estudio demuestra que la fuente de electricidad es un parámetro clave para determinar la viabilidad de las instalaciones de producción de hidrógeno. Por ejemplo, un sistema de producción de hidrógeno solar puede competir con sistemas de producción de hidrógeno no renovables dependiendo del país.

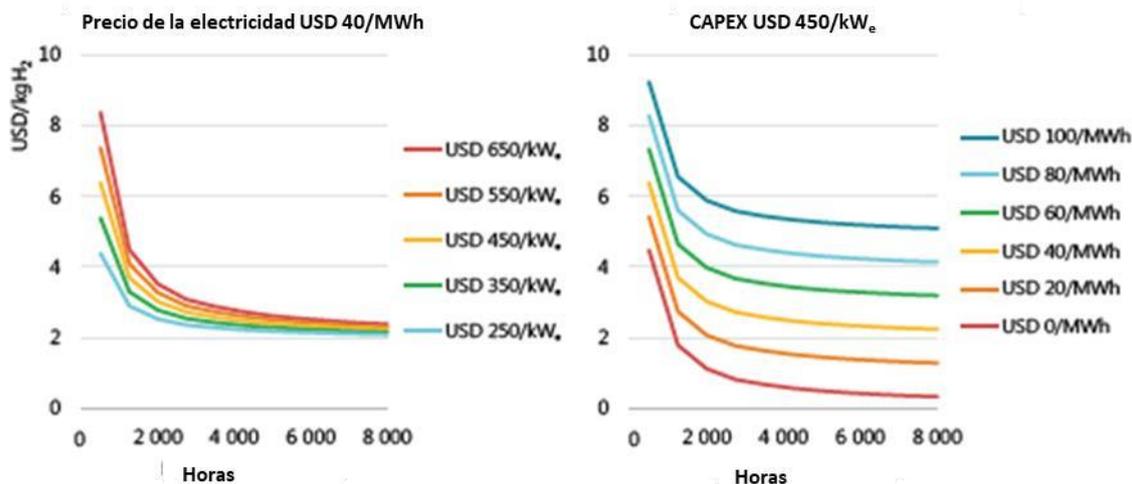
Un país con alta radiación solar puede alcanzar precios bajos de energía renovable y, consecuentemente, bajos precios del hidrógeno verde.



**Figura 29. Coste del hidrógeno para diferentes casos de estudio.**

**Fuente: NEL Hydrogen, 2018 (Traducida por ARIEMA)**

Conforme se incrementan las horas de operación, el impacto del CAPEX sobre el coste del hidrógeno disminuye, y el impacto del coste de la electricidad se incrementa (ver Figura 30). Cuando el coste de la electricidad es bajo, en funcionamientos cercanos al 100% del tiempo produce una reducción importante en el coste del hidrógeno.



**Figura 30. Coste del hidrógeno en función al número de horas operativas y el coste de la electricidad.**

**Fuente: IEA (Traducido por ARIEMA)**

A rasgos generales, los principales factores que influyen en grandes instalaciones (de tamaño de MW) y con un alto factor de capacidad, quedan recogidos en la Figura 31. En este tipo de instalaciones, el precio de la electricidad va a ser el principal factor para determinar el coste del hidrógeno producido, así como la propia eficiencia del sistema. Si el tiempo de utilización del equipo es elevado, el valor de CAPEX va a quedar diluido con respecto al OPEX, siendo un factor menos relevante.



**Figura 31.- Principales factores que influyen en el precio final del coste de H<sub>2</sub>.**

**Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.**

En la Figura 32, se recoge el resultado de coste del hidrógeno para varios casos realizando variaciones en el CAPEX, precio de la electricidad comprada y el porcentaje de carga que debe emplearse. Como se puede ver, tanto las horas de funcionamiento como el coste de la electricidad son cruciales en el coste final del hidrógeno producido. Factores de carga menores implican una menor diferencia del coste del hidrogeno, mientras que en los escenarios en los que trabajamos con altas cargas, la diferencia viene marcada por el OPEX.

Los precios intermedios de CAPEX de la figura 27 son valores que pueden ser realistas en un escenario a 2030, como se puede observar en la figura 18 del punto 4.1, y energía barata es posible en países con alta integración de renovables.

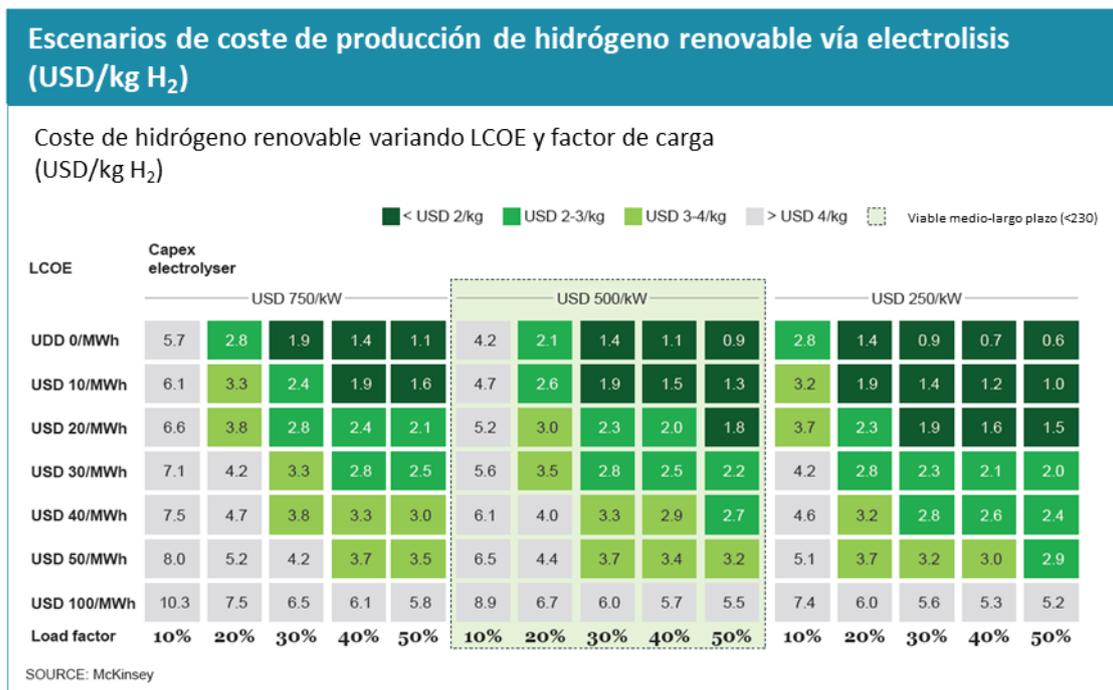


Figura 32: Coste del hidrogeno en para diferentes escenarios.

Fuente: Mckinsey (Traducido por ARIEMA)

#### Análisis comparativo integración con renovables, respuesta dinámica.

El hidrógeno es un importante portador energético que puede producirse a partir de cualquier tipo de energía renovable o fósil, habilitando la producción de hidrógeno en cualquier país. Esto es una gran ventaja con respecto a otros portadores, ya que aporta versatilidad a esta producción. Al poder producirse a partir de energías renovables, el hidrógeno puede asegurar suministro de energía limpia en la zona donde se genera. Los aspectos principales para considerar para verificar que se puede realizar una implantación eficaz de estos sistemas son los siguientes:

- **Potencial del emplazamiento:** Cada región tiene un potencial de producción de renovables que afecta a la producción de hidrógeno verde. Se puede realizar una estimación a partir de la latitud del lugar, así como de la topografía y geología local.
- **Gestionabilidad:** Algunos recursos renovables varían con el tiempo y, además, algunos son predecibles (ejemplo solar fotovoltaica), mientras que otros no. El mercado de las energías renovables no predecibles (ejemplo eólico) está incrementándose, por lo que es necesario hibridar estas tecnologías.
- **Complementariedad:** Cuando se combinan múltiples fuentes de energía, y una no es gestionable, es interesante analizar otras fuentes (ejemplo ciclos combinados) para cubrir los huecos de producción.

Respuesta dinámica

La producción de hidrógeno no es más que el reflejo de la capacidad de generar una reacción electroquímica más o menos intensa en el stack, la cual es comandada por la intensidad de la corriente eléctrica. Por lo tanto, la capacidad de adaptación del stack a esa variación de corriente eléctrica es la que dará finalmente la respuesta dinámica.

La rapidez del stack para adaptarse a variaciones de corriente eléctrica, es esencial para los tipos de aplicaciones de las tecnologías PEM y Alcalina. Para evaluar este parámetro, nos basamos en datos de NREL, sobre aplicaciones donde el electrolizador está conectado a red, y se trabaja con un generador asíncrono de 120 kW. El esquema de interconexión es el de la Figura 33.

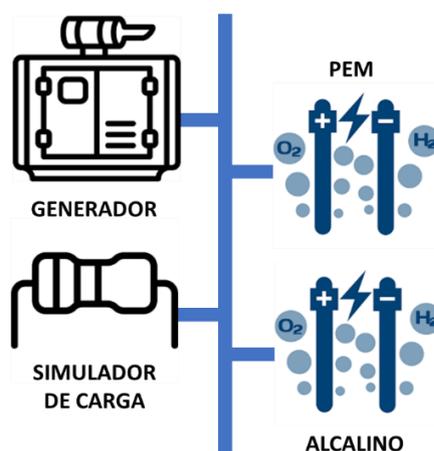


Figura 33. Esquema de la instalación de pruebas de NREL.

Fuente: NREL

Al extraer carga en la red de manera rápida, el eje del generador tiende a acelerar su velocidad de rotación, y por lo tanto aumenta la frecuencia de la red, la cual debiese permanecer deseablemente siempre estable. Al agregar una carga de manera rápida, el eje del generador tiende a desacelerar su velocidad de rotación, y por lo tanto a bajar la frecuencia de red.

Al agregar de forma inmediata 10 kW a la carga (ver Figura 34), se extraen los siguientes tiempos de respuesta, con una activación de la electrónica de potencia tras una variación de 0,2 Hz:

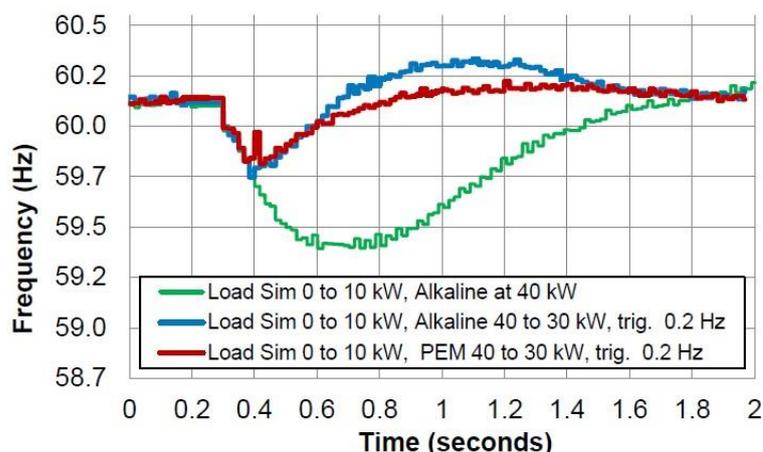


Figura 34. Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red.

Fuente: NREL

Cuando el electrolizador participa del proceso de compensación de frecuencia, mediante electrónica de potencia, el impacto en la variación de la frecuencia misma como en el tiempo en que la frecuencia retorna al valor inicial son menores. Como se puede observar, el tiempo de respuesta es independiente del tipo de electrolizador, ya que la electrónica de potencia es la que actúa en estos casos, adaptando el consumo a las condiciones.

Si se elimina una carga de 25 kW (ver Figura 35), se observa:

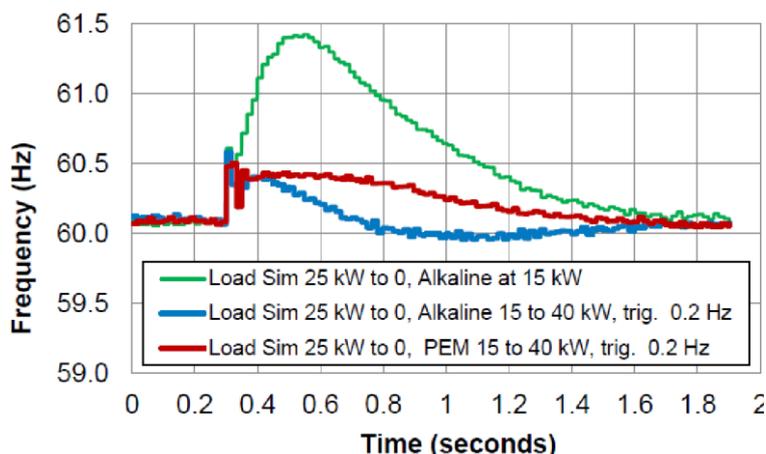


Figura 35. Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red.

Fuente: NREL

Para este segundo caso, las respuestas son también del orden de segundos, sin diferencias significativas entre los tipos de electrolizadores. Si bien estas pruebas aplicaron a electrolizadores de pequeño tamaño (40 kW), los stacks de los electrolizadores tanto PEM como alcalinos del orden de MW operan con los mismos principios en sus stacks, concluyendo que ambos tipos de tecnologías se aprecian como aptas para trabajar con fuentes de energías renovables de alto dinamismo, tales como la eólica y la solar.

### Límites operacionales por tecnologías

#### 1) Límites operacionales por unidad de stack

La electrólisis de agua alcalina para la producción de hidrógeno es una técnica bien establecida disponible para su capacidad de operación en un amplio rango de potencia, de entre el 20% y el 100%, siempre y cuando la electrónica de potencia (transformador y rectificador) sean capaces de trabajar en esas condiciones. Los equipos suelen limitarse en potencia al 20% debido a que potencias inferiores aumenta la mezcla de gases en las corrientes de hidrógeno y oxígeno, suponiendo una disminución considerable de la pureza de hidrógeno. Entre el 20% y el 80% la pureza obtenida es ligeramente inferior a la pureza nominal y por encima del 80% la pureza obtenida es la pureza nominal del electrolizador.

En el caso de la electrólisis de agua PEM, esta tecnología presenta un amplio rango de operación de entre el 10% y el 100% y la mezcla de gases a cargas parciales es menor al estar físicamente separado por una membrana de intercambio protónico sólida.

El tiempo de arranque desde frío en electrolizadores alcalinos es superior a los electrolizadores PEM, esta respuesta les permite alcanzar temperatura nominal antes a los electrolizadores PEM

que a los alcalinos y alcanzar eficiencia nominal antes. Este es un problema en los electrolizadores alcalinos, pero también hay que tener en cuenta que estos mismos equipos son capaces de mantener unas condiciones de temperatura y presión durante más tiempo que los electrolizadores PEM, permitiendo mantener una temperatura superior entre arranques diarios.

## 2) Límites operacionales por electrolizador multistack

Los límites de operación anteriormente mencionados corresponden a una unidad de stack, sin embargo, en múltiples ocasiones, sobre todo para plantas de electrolisis en el rango de megavatios, las plantas están compuestas por varios stacks. Por ejemplo, en el caso de una planta de electrolisis alcalina compuesta por varios stacks, el rango de potencia difiere a lo establecido para una unidad de stack. Una planta compuesta por dos stacks presenta un rango de operación de entre el 10% y el 100%. En el caso de una planta de electrolisis PEM compuesta por varios stacks sucede lo mismo, para una planta compuesta por dos stacks el rango de operación sería de entre el 5% y el 100%.

### *Integración directa en corriente continua por tecnologías*

Actualmente, existen experiencias en ambas tecnologías (PEM y alcalina) para la conexión directa en corriente continua a plantas de producción fotovoltaica. Sin embargo, se requiere realizar una serie de modificaciones en las lógicas de funcionamiento de los equipos y ajustarlos a las condiciones particulares de los stacks. Para realizar la integración correctamente se puede seguir una de las siguientes vías:

- 1) Gestionar una micro red en corriente alterna que monitorice la energía renovable a inyectar y decida en tiempo real la potencia del electrolizador.
- 2) Realizar una conexión directa en DC, Añadir un rectificador específico DC/DC para ajustar la salida y tensión a los requerimientos del stack.
- 3) Añadir o eliminar celdas en el funcionamiento del stack para ajustar el stack a las condiciones de tensión del parque fotovoltaico. Este procedimiento se ha realizado en el pasado, sin embargo, actualmente está en desuso.

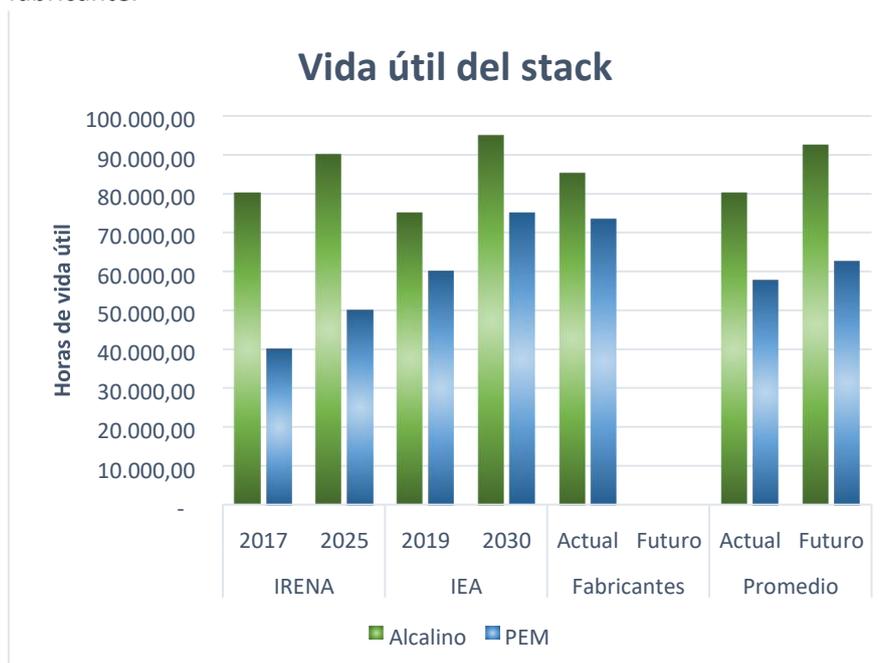
Este tipo de modificaciones no son las condiciones estándar de los equipos que actualmente son más comerciales para el rango de 2.5MW que normalmente están diseñados para conexiones en redes en alterna, la solución a priori más factible sería un sistema de monitorización y decisión en tiempo real.

### Análisis comparativo de duración, degradación de componentes principales.

El tiempo de vida de las tecnologías de electrólisis es generalmente de 20 años, ya que viene determinado mayormente por los servicios auxiliares. Sin embargo, el tiempo de vida del stack es menor debido a la degradación que experimenta a lo largo de su vida útil.

De acuerdo con la Figura 36, el tiempo de vida de los stacks PEM es menor que los equipos AEL. Como se vio anteriormente, el precio del stack es un factor fundamental de cara al coste de inversión de las instalaciones de electrólisis, por lo que la necesidad de realizar una mayor cantidad de reemplazos y una mayor tasa de degradación de los equipos PEM son factores cruciales que limitan la comerciabilidad de estos equipos. Numerosas líneas de investigación están centradas en incrementar el tiempo de vida útil de estos equipos, disminuyendo la corrosión y con la implantación de nuevos materiales. De manera resumida, el tiempo de vida de

la instalación general viene determinado por los servicios auxiliares, siendo dependiente del diseño del fabricante.



**Figura 36: Gráfica comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro.**

**Fuente: Elaboración Ariema Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en IRENA, IEA y fabricantes.**

Con respecto al mantenimiento, los stacks no requieren un mantenimiento continuo, puesto que no disponen de piezas móviles, por lo que no deben tomarse consideraciones especiales respecto a este punto. El equipo más crítico de cara al mantenimiento es el compresor, en caso de requerirse uno en la instalación por la necesidad de contar con una determinada presión objetivo del hidrógeno que no puede ser alcanzada directamente por el proceso de electrolisis.

Las instalaciones de electrólisis son relativamente seguras y todos los materiales utilizados en los stacks donde se realiza la electrólisis se diseñan para resistir las exposiciones térmicas, mecánicas y químicas esperadas. A nivel general, las tuberías y conducciones de estas instalaciones están diseñadas para trabajar en ambientes de elevada presión, conforme a las directivas pertinentes, para asegurar un correcto funcionamiento a altas presiones. Los contenedores donde suelen disponerse los distintos módulos que conforman el electrolizador deben llevar un sistema de venteo adecuado para que, en caso de que se produzca alguna fuga en el sistema, o por razones de seguridad se activen los sistemas de ruptura de la presión, se evite una elevada concentración de hidrógeno dentro del contenedor. De esta forma, evitamos acumulación de atmósferas potencialmente explosivas dentro del recipiente. Los límites que implican riesgo de ignición del hidrógeno están entre el 4% en volumen y el 75%.

Frente a riesgos de sobrepresión, como se comentó previamente, todas las zonas del equipo que presentan algún riesgo deben tener un sistema de ruptura de sobrepresión, para evitar malfuncionamientos del equipo.

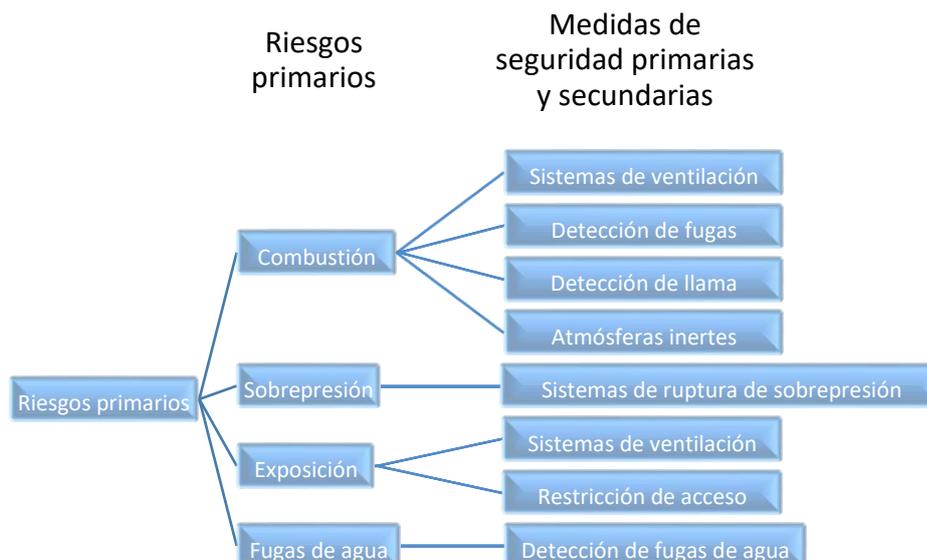


Figura 37: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrolisis.

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

De cara a evitar daños de tipo humano, o fallos eléctricos dentro de la instalación, por último, los equipos deben tener instalados sistemas de detección de fuego, de fugas de agua y se debe restringir el acceso al sistema de electrolisis, únicamente permitiendo acceso de personal cualificado en actividades de mantenimiento y servicio.

La pureza del hidrógeno obtenido en la electrolisis es muy elevada para ambas tecnologías. Posterior a la reacción, llegan pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso al lado del hidrógeno, especialmente en celdas alcalina, ya que en las PEM existe una membrana física y un diferencial de presión que impide que esto ocurra. Las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde se realiza reacción de  $O_2$  con  $H_2$  para eliminar todo el  $O_2$  en forma de agua, por lo que, a nivel de tecnología, la diferencia de pureza es corregida por el sistema de purificación posterior. No existen diferencias significativas entre las purezas que se pueden obtener a la salida de la instalación en ambas tecnologías.

Finalmente, para eliminar las gotas de agua que pueda arrastrar la corriente de  $H_2$ , se realiza una purificación en el punto de rocío a  $-40^\circ C$ . Esta eliminación de agua generalmente se logra mediante el uso de lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice, como se vio previamente en el apartado de BoP. (ver Figura 20).

#### Análisis comparativo de espacio ocupado.

De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), los tamaños típicos para instalaciones basadas en tecnologías PEM del orden de 0,048 metros cuadrados por cada  $kW_e$  consumido, mientras que para tecnologías alcalinas este valor es el doble, llegando a 0,095 metros cuadrados por  $kW_e$ . Es necesario aclarar que estos valores son estimativos, y el tamaño final de la instalación depende del fabricante, servicios auxiliares necesarios o layout de la instalación entre otros. Siguiendo las estimaciones de la IEA, el tamaño aproximado para una planta de 2,5 MW basada en tecnología PEM es de aproximadamente 120 metros cuadrados,

mientras que una planta basada en tecnología alcalina es de aproximadamente 240 metros cuadrados. Estos valores son dependientes del fabricante y no deben tomarse como valores exactos.

Es importante remarcar que, al ser instalaciones modulares y poder variar el BoP en función a la aplicación, la presencia o no de ciertos servicios auxiliares (purificación de hidrógeno y agua) puede modificar críticamente el tamaño de la instalación.

#### **Análisis comparativo medioambiental.**

Los electrolizadores utilizan como materia prima únicamente agua, y por medio de aporte energético, realizan la electrólisis de la molécula, sin generar ningún contaminante dañino. Aproximadamente, por cada 1000 litros empleados en osmosis, se obtiene 0,9 litros de agua con calidad suficiente para la electrolisis, pero el rechazo de este proceso es agua que no requiere tratamiento para su vertido, es completamente inocua. Por lo tanto, las emisiones perjudiciales son nulas en la fase operativa. En el proceso de producción de hidrogeno, no se precisan partes móviles, siendo este equipo muy fiable y silencioso en su funcionamiento.

Los principales puntos a los que se deben atender cuando hablamos de tecnologías de electrólisis de agua:

- Cuando la fuente de energía es una fuente que no contaminante, las emisiones de dióxido de carbono producidas son insignificantes en comparación con las tecnologías de producción de hidrógeno alternativas (como las derivadas de combustibles fósiles y reformado de gas natural). De hecho, numerosos expertos coinciden en que este tipo de tecnologías de electrolisis tienen un potencial muy elevado para realizar almacenamiento de electricidad renovable y descarbonización de otros sectores energéticos, como se citó anteriormente, eliminando cualquier emisión o impacto de toxicidad.
- Los electrolizadores alcalinos a diferencia de los electrolizadores PEM utilizan bases fuertes basadas en KOH y NaOH diluido en agua como electrolito, este electrolito es necesario cambiarlo periódicamente y para eliminar su impacto deben ser tratadas. Su proceso de tratamiento es neutralizando el pH con un ácido.
- En escenarios optimistas de desarrollo para la tecnología de hidrógeno, es posible que la electrólisis disminuya las emisiones de dióxido de carbono a lo largo del ciclo de vida con respecto a otras tecnologías de almacenamiento de energía electroquímicas. Se prevé el uso de la red de gas natural se utiliza como una instalación de almacenamiento existente, o el desarrollo de tanques de almacenamiento compuestos.
- A nivel de minería, los catalizadores son una fuente importante de impacto ambiental en la electrólisis, relacionado, sobre todo, con contaminaciones a derivados del uso de Ni y Pt entre otros. Las tecnologías PEM son más propensas a generar un mayor impacto ambiental por los materiales empleados durante su fabricación, debido al uso de materiales derivados del Flúor para la membrana y uso de metales nobles. Por parte de los electrolizadores basados en AEL, el empleo de catalizadores de Ni/Ni-Mo implica un problema a nivel de minería de materiales, y requiere una correcta gestión al final de su vida útil.

En la Figura 38 se recogen los principales tipos de cátodos y ánodos empleados en electrólisis y pilas de combustibles, junto a sus riesgos asociados.

FCH stack	Component	Material	Critical aspect <sup>23</sup>
PEMWE	Anode	Ir, Ru	Cost; hazard
	Cathode	Pt	Cost
	Electrolyte	Ionomer	Cost; hazard
	Bipolar plates	Ti	Cost
AWE	Anode	Ag	Cost
	Cathode	Ni; NiO	Hazard

**Figura 38. Aspectos críticos de los materiales empleados en tecnologías PEM (PEMWE en la tabla) y AEL (AWE en la tabla).**

**Fuente: Adaptación de ARIEMA, basado en “End of life of fuel cells and hydrogen products: From technologies to strategies”.**

- **Tratamiento hidrometalúrgico:**

La vía hidrometalúrgica es un método que implica la disolución de los electrodos en disolución ácida. La recuperación del electrodo se realiza mediante precipitación, extracción de disolventes, destilación, intercambio iónico, cementación o filtración. Las principales fortalezas de los métodos hidrometalúrgicos incluyen una alta selectividad a los metales, un consumo de energía relativamente bajo y la posibilidad de reciclar reactantes. Sin embargo, los procesos hidrometalúrgicos implican la necesidad de pretratamiento mecánico para aumentar la superficie activa expuesta a los reactivos, un gran volumen de soluciones, y la generación de aguas residuales, que pueden ser corrosivas y / o tóxicas.

Este proceso puede emplearse en la recuperación de plata y níquel en la tecnología AEL, y platino, iridio o rutenio en tecnología PEM.

- **Tratamiento piro-hidrometalúrgico:**

Es un proceso de calcinación de los electrodos y membrana. Las cenizas generadas son tratadas mediante un medio ácido, sin necesidad de un tratamiento mecánico. Tiene altos requisitos de energía por las elevadas temperaturas a las que deben someterse los electrodos. Consiste en una calcinación, posterior tratamiento ácido y finalmente una separación. Se puede emplear en la recuperación de platino, iridio y rutenio de la tecnología PEM.

### Análisis comparativo consumo energético por kg de hidrógeno.

Como se observa en la Figura 39, el consumo de energía de los electrolizadores alcalinos es ligeramente inferior al consumo de los electrolizadores PEM. Sin embargo, la reducción de consumo de energía esperada para la tecnología AEL es inferior a la disminución del consumo de energía en la tecnología PEM, esto se debe a que la tecnología AEL es una tecnología madura mientras que la tecnología PEM se espera siga mejorando en los próximos años. Los valores promedios actuales de consumo de energía por kg de hidrógeno en tecnología AEL es de 50,92 kWh/kg y 56,68 kWh/kg en tecnología PEM.

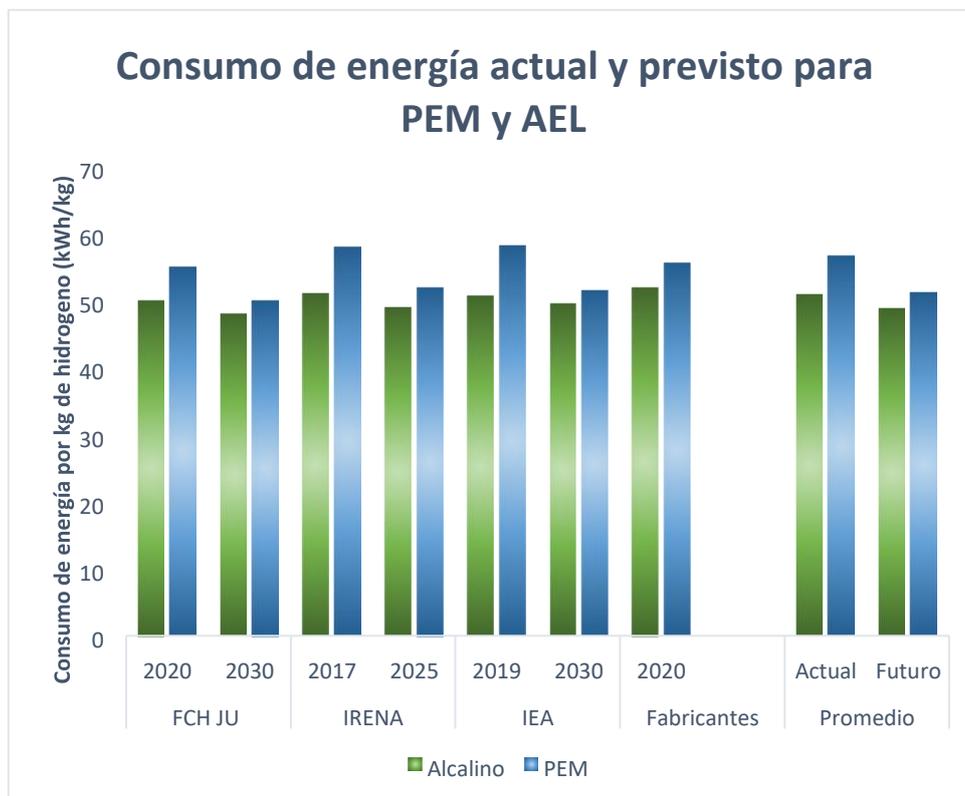


Figura 39: Gráfica comparativa del consumo de energía por kg de hidrógeno presente y futuro.

Fuente: Elaboración Ariema Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en IRENA, IEA y fabricantes.

#### Modelos de sensibilidad.

Definición de modelos basados en análisis unidimensionales de sensibilidad (precio de la electricidad, número de horas totales renovables, número de horas de funcionamiento de la planta, vida útil del stack y de la planta)

Los modelos de sensibilidad se han elaborado de forma unidimensional para determinar los parámetros generales de los tres escenarios (pesimista, probable y optimista) dentro los casos de negocio.

Para ello se han determinado que las variables a tener en cuenta para determinar la sensibilidad al precio final del hidrógeno en USD/kg son:

- La carga del equipo o el número de horas anuales, determinando el pesimista en 8 horas diarias horas; el probable en 12 horas diarias y el optimista en 16 horas diarias. Estos valores se han determinado en función de los parámetros de energías renovables en Paraguay y Uruguay.
- El coste de inversión de la subestación eléctrica se ha utilizado datos aportados y se ha considerado un coste fijo de 720.000 USD.
- El precio de la electricidad puede ser modificable, pero para este caso se dejará fijo según los datos de tarifa.
- El coste de inversión de los equipos de electrolisis, planteando el escenario del equipo más costoso, el más económico y el promedio de ambos.
- El coste de obra civil e instalación de la planta de electrolisis. Se hace distinción entre la tecnología PEM y la tecnología Alcalina. En el caso de un electrolizador PEM el coste estimado es aproximadamente un 10% sobre el coste de inversión del electrolizador mientras que en un electrolizador alcalino el coste es aproximadamente de un 20% sobre el coste de inversión del electrolizador. Esta variación se debe a una mayor simplicidad en la instalación y obra de un electrolizador PEM (instalación contenerizada) sobre un electrolizador alcalino (instalación que requiere la construcción de un edificio para albergar la planta de electrolisis).
- La vida útil del stack de electrolisis: 80.067 horas de vida útil para tecnología alcalina y 57.778 horas de vida útil para PEM. Basado en la Figura 39 y la explicación de la sección 5.6 del presente informe.
- Se considera que la presión del hidrógeno producido en electrolizador para ambas tecnologías es de aproximadamente 30 bar.

Definición de tres escenarios: pesimista, probable y optimista para usarlos en los desarrollos CAPEX-OPEX.

Los modelos de negocio serán simulaciones de situaciones según unos parámetros establecidos y acordes a las características particulares de Paraguay y Uruguay para determinar el coste del hidrógeno, permitiendo la comparación de tecnologías y, por otro lado, definir en cada escenario que tecnología es la más adecuada para un electrolizador de 2,5 MW.

Para el presente estudio no se ha incluido información financiera como la tasa de descuento, por lo que los resultados obtenidos analizan el coste del hidrógeno tanto en inversión (CAPEX) como en operación (OPEX) considerando una vida de la planta de 20 años. No se analiza el coste nivelado del hidrógeno (LCOH “levelized cost of hydrogen”).

Para el desarrollo de los modelos de negocio se han partido de las siguientes premisas y a partir de aquí se irán realizando iteraciones según lleguen ofertas de fabricantes de equipos.

Con relación al precio de la electricidad, se ha utilizado el siguiente esquema tarifario de Paraguay y Uruguay:

- Para Paraguay:

Se considera para el presente estudio un nivel de media tensión (23kV) industrial de hasta 150kW.

Sinopsis del Pliego				
Nivel de Tensión	Instalación de Entrega	Grupo Consumid	Carga contratada	Precio de Energia
Baja Tensión 380/220 V	línea de Baja Tensión	Social	Hasta 2.2 kW	311,55 / 349,89
		Residencial	Hasta 30 Kw	Gs/kWh 311,55 / 349,89
		Comercial	Hasta 30 Kw	Gs/kWh 332,10 / 389,57
		Industrial	Hasta 30 Kw	Gs/kWh 225,18 / 252,87
		General	Hasta 30 Kw	305,81 / 358,70
		Gubernamental	Hasta 30 Kw	286,25 / 335,77
Media Tensión 23 kV	línea de Media Tensión	Residencial	Hasta 150 kW	256,5 Gs/kWh
		Comercial	Hasta 150 kW	298,16 Gs/kWh
		Industrial	Hasta 150 kW	208,99 Gs / kWh
		General	Hasta 150 kW	297,85 Gs/kWh kWh
		Gubernamental	Hasta 150 kW	180,91 Gs/kWh
Alta Tensión	Subestación o línea	General		57,12 Gs/kWh

**Tabla 6. Resumen pliego tarifario eléctrico Paraguay**

En resumen, se utilizará de media un precio de 208,99 Gs/kWh que al cambio actual con el dólar (1 dólar son 6.983,21 Gs) equivaldría a 0,030 dólares.

- Para Uruguay:

Se tendrán en cuenta las Tarifas de Grandes Consumidores para potencias contratadas de carácter igual o mayor a 200 KW, con el siguiente esquema tarifario:

Nivel de Tensión kV	Precio de energía en URU/kWh			Potencia máxima medida en URU/kW				Cargo fijo mensual en URU
	Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	Punta-	

0,23-0,4	1,979	3,5	10,7	-	-	-	469	13,679
6,4-15-22	1,950	3,3	8,66	10	-	-	303	13,679
31,5	1,929	693,3	6,03	33,1	109,1	180,	, -6	13,679
64	1,929	3,3	5,62	33,1	89,6	141,	-	13,679
<b>Nivel de Tensión kV</b>	<b>Precio de energía en URU/kWh</b>			<b>Potencia máxima medida en URU/kW</b>			<b>Cargo fijo mensual en URU</b>	
110-150	1,901	3,1	4,87	28,4	89,1	117,	-	13,679

**Tabla 7. Resumen tarifa eléctrica de Uruguay.**

En resumen, se utilizará de media un precio valle (8 horas) con un coste asociado de 1,950 pesos uruguayos, y tarifa llana (8 horas) de 3,369 Pesos Uruguayos más un cargo fijo. De media el precio de cada hora será:

Precio medio de la electricidad = (termino consumo (8 horas valle x 1,950 + 8 horas llano x 3,369) + termino fijo (13,679/31 días x 16 horas/24 horas)) / (horas totales =16)

En total 2,67 Pesos Uruguayos, que al cambio actual con el dólar equivaldrían a 0,063 Dólares/kWh:

- En valle: 0,046 USD/kWh
- En llano: 0,079 USD/kWh
- Término de potencia fijo: 0,32USD/mes

Para la estimación del precio de los electrolizadores, se ha utilizado en el modelo según los valores de referencia publicados por AIE, IRENA, FCJHU y la información facilitada por fabricantes de electrolizadores:

Para tecnología PEM

- Alto: 1.450 USD/kW instalado
- Promedio: 1.260 USD/kW instalado
- Bajo: 1.060 USD/kW instalado

Para tecnología Alcalina:

- Alto: 950 USD/kW instalado
- Medio: 860 USD/kW instalado
- Bajo: 710 USD/ kW instalado

Para el cálculo actual se han tomado de referencia los siguientes valores promedio, a partir de los límites mostrados en la Figura 39:

- PEM: 56,68 kWh/Kg de hidrógeno producido
- ALCALINO: 50,92 kWh/Kg de hidrógeno producido

Para conocer la madurez de los equipos, se ha tenido en cuenta la vida útil de los stacks de electrolisis según valores de referencia publicados por AIE, IRENA, FCH JU y la información proporcionada por fabricantes.

Actualmente, para la simulación realizada se han tomado los siguientes valores de referencia (a partir de los valores reflejados en la Figura 36):

PEM

- Promedio: 57.778 horas de vida útil

Alcalino:

- Promedio: 80.067 horas de vida útil

Los casos de negocio se determinarán con un periodo de amortización a 20 años, con cambios de stack según determine cada tecnología. Por cada cambio de stack se incluirá un coste del 30% del CAPEX.

Se añadirán al modelo los costes de mantenimiento del 2,5 % del CAPEX anualmente.

Según las premisas planteadas en el caso de electrolizadores PEM se llegan a los siguientes escenarios:

Donde en los casos:

- A se produce al año 129 toneladas de hidrógeno anuales.
- B se produce al año 193 toneladas de hidrógeno anuales.
- C se produce al año 258 toneladas de hidrógeno anuales.

Con el siguiente esquema de costes:

**Tabla 8. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores PEM**

PEM	PARAGUAY coste USD/kg		
CAPEX	1450 USD/kW	1260 USD/kW	1060 USD/kW
A (8 Horas)	4,65	4,30	3,93
B (12 Horas)	3,67	3,44	3,19
C (16 Horas)	3,39	3,19	2,97

**Tabla 9. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores PEM**

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

Según las premisas planteadas en el caso de electrolizadores Alcalinos se llegan a los siguientes escenarios:

Donde en los casos:

- A se produce al año 143 toneladas de hidrógeno anuales.
- B se produce al año 215 toneladas de hidrógeno anuales. • C se produce al año 287 toneladas de hidrógeno anuales.

Con el siguiente esquema de costes:

**Tabla 10. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores Alcalinos**

ALK	PARAGUAY coste USD/kg		
CAPEX	950 USD/kW	860 USD/kW	710 USD/kW
A (8 Horas)	3,19	3,05	2,83
B (12 Horas)	2,80	2,69	2,52
C (16 Horas)	2,48	2,40	2,27

**Tabla 11. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores Alcalinos**

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

## Conclusiones

El informe desarrollado se ha llevado a cabo para identificar el potencial de las tecnologías de producción de hidrógeno en las regiones de Paraguay y Uruguay. Anexo al presente informe se está contactando con los principales fabricantes de equipos de electrolisis del agua para posteriormente realizar un estudio de viabilidad en mayor profundidad. Cabe destacar que la mayoría de los fabricantes se encuentran en Europa, Asia y Norteamérica.

En lo que respecta a los condicionantes para la implementación de las tecnologías del hidrógeno en estos países, el presente informe se ha centrado en analizar la normativa vigente, las barreras para el despliegue de estas tecnologías y los condicionantes de partida de energías renovables en Paraguay y Uruguay.

Respecto a la normativa se observa una ausencia de regulación específica para el hidrógeno en aplicaciones energéticas en Paraguay y 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.

En relación a las barreras de entrada a estas tecnologías, además de la necesidad de desarrollar una normativa, se destaca la necesidad de desarrollar una Hoja de Ruta y la creación de un plan de acción para la instauración de proyectos relacionados con el hidrógeno verde en los dos países. El establecimiento de una cadena de valor competitiva y la concienciación sobre el potencial de descarbonización son puntos clave para permitir a estas regiones el despliegue de las tecnologías del hidrógeno.

Una vez identificado el potencial de las tecnologías del hidrógeno en Paraguay y Uruguay, se ha realizado un análisis general de los aspectos técnicos de las principales tecnologías de producción de hidrógeno establecidas a nivel comercial, la tecnología PEM y la tecnología alcalina. A continuación, se recoge una tabla comparativa entre ambas tecnologías:

**Tabla 12. Comparativa tecnologías electrolisis alcalina y PEM**

Electrolisis alcalina	Electrolisis PEM
Electrolito líquido (KOH/NaOH), requiere cierto tratamiento.	Membrana sólida ácida, inversión en Nafion
Tecnología más consolidada	Tecnología menos consolidada
Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm <sup>3</sup> /h, rango de MW)	Baja producción de Hidrógeno (< 1 MW) aunque se están superando estas limitaciones
Densidad de corriente 300 – 450 mA cm <sup>-2</sup>	Densidad de corriente hasta 2.000 mA cm <sup>-2</sup>
Consumo energético de 4,2 a 4,8 kWh/Nm <sup>3</sup>	Consumo energético 4,5 a 5,0 kWh/Nm <sup>3</sup>
60.000 – 100.000 horas de vida del stack	30.000 – 60.000 horas de vida del stack
Rango de potencia: 20% - 100%	Rango de potencia: 10% - 100%
Eficiencias comerciales de 60% - 85%	Eficiencias comerciales de 50% - 75%
Pureza del Hidrógeno: 99,7% - 99,9%	Pureza del Hidrógeno: 99,9% aprox.

Electrolisis alcalina	Electrolisis PEM
Temperatura de funcionamiento: 40°C – 90°C	Temperatura de funcionamiento: 50°C – 80°C
Conductividad del agua < 2 µS/cm	Conductividad del agua < 0,1 µS/cm
Funcionamiento del electrolizador a baja Presión (0-30 bar)	Funcionamiento del electrolizador a presiones más altas (20 – 50 bar)
Coste de inversión de equipo más bajo.	Coste de inversión más alto,
Espacio ocupado: 0,095 m <sup>2</sup> /kW <sub>e</sub> consumido; coste de infraestructura superior	Espacio ocupado: 0,048 m <sup>2</sup> /kW <sub>e</sub> consumido, coste de infraestructura inferior.
Requiere electrónica de potencia para adecuar su respuesta a variaciones de la red	No requiere electrónica de potencia

Cabe destacar que a partir de valores de referencia (IRENA, AIE, FCHJU) y la información aportada por los fabricantes el coste de inversión determina que es mejor utilizar tecnología alcalina, principalmente por ser más eficiente y de mayor madurez. Sin embargo, se prevé que en los próximos años la tecnología PEM mejore considerablemente aumentando su capacidad de producción de hidrógeno y disminuyendo su coste.

Por último, en el presente estudio se han definido tres escenarios (pesimista, probable y optimista) para analizar el coste que tendría la producción de hidrógeno a través de las dos tecnologías propuestas utilizando tres casos, 8, 12 y 16 horas de funcionamiento del electrolizador en los países analizados, Paraguay y Uruguay.

Los resultados obtenidos muestran que para la tecnología PEM el coste de hidrógeno en Paraguay se situaría entre 4,65 y 2,97 USD/kg y en Uruguay entre 5,56 y 3,83 USD/kg, mientras que, en el caso de la electrolisis alcalina, los costes en Paraguay serían de entre 3,19 y 2,27 USD/kg y en Uruguay de entre 4,16 y 3,11 USD/kg.

A priori y basando el razonamiento solo y exclusivamente en el coste del hidrógeno, la decisión por precio iría encaminada a un modelo Alcalino en vez de PEM. A pesar de esto hay que tener en cuenta otras consideraciones que pueden cambiar la opinión:

1. En la búsqueda de proveedores en equipos de 2.5MW hay más alternativas de equipos PEM que alcalino porque los alcalino se están centrando en potencias superiores a los 5MW.
2. El espacio utilizado en PEM para el proyecto es menor y el coste de instalación menor.
3. El mantenimiento de equipos PEM es más sencillo, pero con un coste parecido ya que el nivel de purificación de agua es más alto y requiere más consumibles.
4. Los equipos PEM aceptan un rango superior de operación 10-100%, en vez de 20-100% de los alcalinos y su respuesta dinámica es mejor respuesta inferiores al segundo en PEM, frente al alcalino que es de entre 1-2 segundos.

La franja de los 2,5MW marca un límite donde las ventajas de una y otra tecnología no permite decantarse claramente por una u otra, ya que una tecnología facilitara su instalación, operación,

pero a en largo plazo por eficiencia tendrá un coste superior (tecnología PEM) y la otra tecnología complica el desarrollo inicial del proyecto al requerir de unas instalaciones más complejas, pero podría alcanzar precios inferiores de coste de hidrógeno (tecnología alcalina).

#### Referencias Entregable 1

A. Buttler, a. H. S., s.f. "Current status of water electrolysis for energy storage , grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids : A review," vol. 82, no. September 2017, pp. 2440–2454, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.. s.l.:s.n.

Bischoff, J., 2016. *Cost-efficient production of hydrogen with AEM electrolyzer.* s.l.:s.n.

D. Li, e. a., s.f. "Highly quaternized polystyrene ionomers for high performance anion exchange membrane water electrolyzers," *Nat. Energy*, doi: 10.1038/s41560-020-0577-x.. s.l.:s.n.

De Silva, Y. S. K., 2017. *Design of an Alkaline Electrolysis Stack.* s.l.:s.n.

I.Vincent, a. D. B., 2018. "Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis : A review" *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. August 2016, pp. 1690–1704. s.l.:s.n.

IEA, 2019. *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*, s.l.: s.n.

Imam, S., Azmy, A., Rashad, E. & Husi, G., 2015. Sizing and Economic Analysis of Hybrid PV/PEMFC Systems for Remote Areas Residential Utilization. In: s.l.:s.n.

IRENA, 2018. *HYDROGEN FROM RENEWABLE POWER*, s.l.: s.n.

I. D. Holladay, J. H. D. L. K. a. Y. W., s.f. "An overview of hydrogen production technologies," vol. 139, pp. 244–260, 2009, doi: 10.1016/j.cattod.2008.08.039.. s.l.:s.n.

J. Eichman, K. H. a. M. P., 2014. Novel Electrolyzer Applications: Providing More Than Just Hydrogen.

Kumar S. et al., 2019. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies.*

M. David, C. O.-m. a. R. S.-p., s.f. "Advances in Alkaline water electrolyzers : A review," no. March 2019, pp. 1–54.. s.l.:s.n.

M. Manolova, C. S. R. F. C. E. J. K. a. S. S., s.f. "Development and testing of an anion exchange membrane electrolyser," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 35, pp. 11362–11369, 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.04.149.. s.l.:s.n.

M. Rykær, e. a., J. ofThe Electrochem. Soc., 2016, doi: 10.1149/2.0161611jes.. "Zero-Gap Alkaline Water Electrolysis Using Ion-Solvating Polymer Electrolyte Membranes at Reduced KOH Concentrations FOR I NCREASED Zero-Gap Alkaline Water Electrolysis Using Ion-Solvating Polymer Electrolyte Membranes at Reduced KOH Concentrations". s.l.:s.n.

M.Rykær, 2017. *Alkaline membrane water electrolysis with non-noble catalysts.* s.l.:s.n.

Navarro, R. e. a., 2015. Alkaline water electrolysis - A review.

Office of energy efficiency & renewable energy, s.f. s.l.:s.n.

- P. S. Alfredo Ursúa, L. M. G., s.f. "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends," *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 2, 2012.. s.l.:s.n.
- R. Elder, D. C. a. M. B. M., s.f. Chapter 11 - High Temperature Electrolysis. Elsevier B.V., 2015.. s.l.:s.n.
- S. S. Kumar, a. V. H., s.f. "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.. s.l.:s.n.
- Schmidt O., e. a., 2017. Future cost and performance of water electrolysis:An expert elicitation study. Volume 42(52).
- Smolinka, T., 2014. *Water Electrolysis: Status and Potential for Development*. [En línea]  
Available at:  
<https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2%20Water%20Electrolysis%20Status%20and%20Potential%20for%20Development.pdf>
- Valente A., e. a., 2019. End of life of fuel cells and hydrogen products:From technologies to strategies. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Y. Leng, G. C. A. J. M. T. B. T. a. M. A. H., s.f. "Solid-State Water Electrolysis with an Alkaline Membrane," 2012. s.l.:s.n.
- Y. Miseki, a. K., s.f. "Photocatalytic Water Splitting for Solar Hydrogen Production Using the Carbonate Effect and the Z-Scheme Reaction," vol. 1801294, pp. 1–15, 2019, doi: 10.1002/aenm.201801294.. s.l.:s.n.

ANEXO I: Normativa aplicable

## 1. Normativa internacional:

### • ISO

- ISO 13984:1999: Liquid hydrogen – Land vehicle fuelling system interface
- ISO 13985:2006: Liquid hydrogen – Land vehicle fuel tanks
- ISO 14687:2019: Hydrogen fuel quality – Product specification
- ISO/TR 15916:2015: Basic considerations for the safety of hydrogen systems
- ISO 16110-1:2007: Hydrogen generators using fuel processing technologies -Part 1: Safety
- ISO 16110-2:2010: Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 2: Test methods for performance
- ISO 16111:2018: Transportable gas storage devices – Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
- ISO 17268:2020: Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices
- ISO 19880-1:2020: Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 1: General requirements
- ISO 19880-3: 2018: Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 3: Valves
- ISO 19880-5: 2019: Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 5: Dispenser hoses and hose assemblies
- ISO 19880-8: 2019: Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 8: Fuel quality control
- ISO 19881: 2018: Gaseous hydrogen — Land vehicle fuel containers
- ISO 19882: 2018: Gaseous hydrogen — Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers
- ISO/TS 19883: 2017: Safety of pressure swing adsorption systems for hydrogen separation and purification
- ISO 22734: 2019: Hydrogen generators using water electrolysis — Industrial, commercial, and residential applications
- ISO 26142: 2010: Hydrogen detection apparatus — Stationary applications

### • IEC/TC 105 "Pilas de Combustible"

- IEC 60050-485:2020: International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Part 485: Fuel cell technologies
- IEC 62282-2-100:2020: Fuel cell technologies - Part 2-100: Fuel cell modules
- IEC 62282-3-100:2019: Fuel cell technologies - Part 3-100: Stationary fuel cell power systems – Safety
- IEC 62282-3-100:2019 RLV: Fuel cell technologies - Part 3-100: Stationary fuel cell power systems – Safety
- IEC 62282-3-200:2015: Fuel cell technologies - Part 3-200: Stationary fuel cell power systems - Performance test methods
- IEC 62282-3-201:2017: Fuel cell technologies - Part 3-201: Stationary fuel cell power systems -Performance test methods for small fuel cell power systems
- IEC 62282-3-300:2012: Fuel cell technologies - Part 3-300: Stationary fuel cell power systems - Installation
- IEC 62282-3-400:2016: Fuel cell technologies - Part 3-400: Stationary fuel cell power systems - Small stationary fuel cell power system with combined heat and power output
- IEC 62282-4-101:2014: Fuel cell technologies - Part 4-101: Fuel cell power systems for

- propulsion other than road vehicles and auxiliary power units (APU) - Safety of electrically powered industrial trucks
- IEC 62282-4-102:2017: Fuel cell technologies - Part 4-102: Fuel cell power systems for industrial electric trucks - Performance test methods
- IEC 62282-5-100:2018: Fuel cell technologies - Part 5-100: Portable fuel cell power systems – Safety
- IEC 62282-6-100:2010+AMD1:2012 CSV: Fuel cell technologies - Part 6-100: Micro fuel cell power systems – Safety
- IEC 62282-6-100:2010: Fuel cell technologies - Part 6-100: Micro fuel cell power systems – Safety
- IEC 62282-6-100:2010/COR1:2011: Corrigendum 1 - Fuel cell technologies - Part 6-100: Micro fuel cell power systems – Safety
- IEC 62282-6-100:2010/AMD1:2012: Amendment 1 - Fuel cell technologies - Part 6-100: Micro fuel cell power systems – Safety
- IEC PAS 62282-6-150:2011: Fuel cell technologies - Part 6-150: Micro fuel cell power systems - Safety - Water reactive (UN Division 4.3) compounds in indirect PEM fuel cells
- IEC 62282-6-200:2016: Fuel cell technologies - Part 6-200: Micro fuel cell power systems - Performance test methods
- IEC 62282-6-300:2012: Fuel cell technologies - Part 6-300: Micro fuel cell power systems - Fuel cartridge interchangeability
- IEC 62282-6-400:2019: Fuel cell technologies - Part 6-400: Micro fuel cell power systems Power and data interchangeability
- IEC TS 62282-7-1:2017: Fuel cell technologies - Part 7-1: Test methods - Single cell performance tests for polymer electrolyte fuel cells (PEFC)
- IEC TS 62282-7-2:2014: Fuel cell technologies - Part 7-2: Test methods - Single cell and stack performance tests for solid oxide fuel cells (SOFC)
- IEC 62282-8-101:2020: Fuel cell technologies - Part 8-101: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode - Test procedures for the performance of solid oxide single cells and stacks, including reversible operation
- IEC 62282-8-102:2019: Fuel cell technologies - Part 8-102: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode - Test procedures for the performance of single cells and stacks with proton exchange membrane, including reversible operation
- IEC 62282-8-201:2020: Fuel cell technologies - Part 8-201: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode - Test procedures for the performance of power-topower systems

## 2. Normativa americana:

A nivel nacional, en los organismos de estandarización del Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (UNIT), así como el Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (INMN) de Paraguay no recogen normativa específica relativa a temas de hidrógeno. Tampoco se ha conseguido información relativa a este campo en la Comisión Panamericana de Normas Técnicas (COPANT).

A nivel estadounidense, si existe una serie de normas y estándares aplicables al trabajo con sistemas de hidrógeno. Se recoge la estandarización más relevante en la siguiente lista:

• **AIAA:**

- AIAA G-095 Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems (American Institute of Aeronautics and Astronautics)

• **American Society of Mechanical Engineers (ASME):**

- ASME B31 Series Piping and Pipelines
- ASME B31.12 Hydrogen Piping and Pipelines
- ASME STP-PT-006 Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines
- ASME BPVC Boiler and Pressure Vessel Code
- ASME BPVC Section XII Transportation Tanks
- ASME PTC 50 Performance Test Code for Fuel Cell Power System Performance

• **ASTM International:**

- ASTM D1945-14 Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
- ASTM D7606-17 Standard Practice for Sampling of High-Pressure Hydrogen and Related Fuel Cell Feed Gases
- ASTM D7634-10 (2017) Standard Test Method for Visualizing Particulate Sizes and Morphology of Particles Contained in Hydrogen Fuel by Microscopy
- ASTM D7649-10 (2017) Standard Test Method for Determination of Trace Carbon Dioxide, Argon, Nitrogen, Oxygen and Water in Hydrogen Fuel by Jet Pulse Injection and Gas Chromatography/Mass Spectrometer Analysis
- ASTM D7650-13 Standard Test Method for Test Method for Sampling of Particulate Matter in High Pressure Hydrogen used as a Gaseous Fuel with an In-Stream Filter
- ASTM D7651-17 Standard Test Method for Gravimetric Measurement of Particulate Concentration of Hydrogen Fuel
- ASTM D7652-11 Standard Test Method for Determination of Trace Hydrogen Sulfide, Carbonyl Sulfide, Methyl Mercaptan, Carbon Disulfide and Total Sulfur in Hydrogen Fuel by Gas Chromatography and Sulfur Chemiluminescence Detection
- ASTM D7653-18 Standard Test Method for Determination of Trace Gaseous Contaminants in Hydrogen Fuel by Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy
- ASTM D7675-15 - Standard Test Method for Test Method for the Determination of Total Hydrocarbons in Hydrogen by FID Based Total Hydrocarbon (THC) Analyzer
- ASTM D7676-18 Standard Practice for Screening Organic Halides Contained in Hydrogen or Other Gaseous Fuels
- ASTM D7892-15 Standard Test Method for Determination of Total Organic Halides, Total Non-Methane Hydrocarbons and Formaldehyde in Hydrogen Fuel by Gas Chromatography (GC) and Mass Spectrometry (MS)
- ASTM D7941/7941M-14 - Standard Test Method for Hydrogen Purity Analysis Using a Continuous Wave Cavity Ring-Down Spectroscopy Analyzer
- ASTM WK17123 Test Method for Carbon Monoxide Chemisorption on Supported Platinum on Alumina Catalysts Using Dynamic Flow Method
- ASTM F326-96 (2012) Standard Test Method for Electronic Measurement for Hydrogen Embrittlement/Coating from Cadmium-Electroplating Processes
- ASTM F519-17 Standard Test Method for Mechanical Hydrogen Embrittlement Evaluation of Plating/Coating Processes and Service Environments
- ASTM F1113-87 (2017) Standard Test Method for Electrochemical Measurement of Diffusible Hydrogen in Steel

- ASTM F1459-06 (2012) Standard Test Method for Determination of the Susceptibility of Metallic Materials to Hydrogen Gas Embrittlement
- ASTM F1624-12 Standard Test Method for Measurement of Hydrogen Embrittlement Threshold in Steel by the Incremental Step Loading Technique
- ASTM F2078-15 Standard Terminology Relating to Hydrogen Embrittlement Testing
- ASTM WK 60937 Design of Fuel Cells for Use in Unmanned Aircraft Systems

**• Canadian National Standards:**

- CAN/BNQ 1784-000 Canadian Hydrogen Installation Code
- CAN/CSA C22.2 No. 62282-2-2018 Fuel Cell Technologies-Part 2: Fuel Cell Modules
- CAN/CSA C22.2 No. 62282-3-100:15 Fuel Cell Technologies-Part 3: Fuel Cells Power Systems - Safety
- CAN/CSA-IEC 62282-5 Fuel Cell Technologies-Part 5: Portable Fuel Cell Appliances

**• Compressed Gas Association:**

- CGA Publication C6.4 Methods for External Visual Inspection of Natural Gas Vehicle (NGV) and Hydrogen Vehicle (HV) Fuel Containers and Their Installation
- CGA Publication C21 Design, Qualification and Testing for Pressure Vessels for Portable, Reversible Metal Hydride Systems
- CGA Publication G5 Hydrogen
- CGA Publication G5.3 Hydrogen Product Standard
- CGA Publication G5.4 Hydrogen Piping Systems at Consumer Sites
- CGA Publication G5.5 Hydrogen Vent Systems
- CGA Publication G5.6 Hydrogen Pipeline Systems
- CGA Publication H1 Service Conditions for Portable, Reversible Metal Hydride Systems
- CGA Publication H2 Guidelines for the Classification and Labeling of Hydrogen Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides
- CGA Publication H3 Cryogenic Hydrogen Storage
- CGA Publication H4 Terminology Associated with Hydrogen Fuel Technologies
- CGA Publication H5 Installation Standard for Bulk Hydrogen Supply Systems
- CGA Publication H10 Combustion Safety for Steam Reformer Operation
- CGA Publication H11 Mechanical Integrity of Syngas Outlet Systems
- CGA Publication H12 Safe Startup and Shutdown Practices for Steam Reformers
- CGA Publication H13 Safe Startup and Shutdown Practices for Steam Reformers
- Hydrogen Pressure Swing Adsorber (PSA) Mechanical Integrity Requirements
- CGA Publication H14 HYCO Plant Gas Leak Detection and Response Practices
- CGA Publication P6 Standard Density Data, Atmospheric Gases and Hydrogen
- CGA Publication P12 Safe Handling of Cryogenic Liquids
- CGA Publication P28 Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems
- CGA Publication P41 Locating Bulk Liquid Storage Systems in Courts
- CGA Publication PS31 Cleanliness for PEM Hydrogen Piping/Components
- CGA Publication PS33 Use of LPG or Propane Tank as Compressed Hydrogen Storage Buffers
- CGA Publication PS46 Position Statement - Roofs Over Hydrogen Storage Systems
- CGA Publication PS48 CGA Position Statement on Clarification of Existing Hydrogen Setback Distances and Development of New Hydrogen Setback Distances In NFPA 55

• **CSA America**

- ANSI/CSA CHMC 1 Test Method for Evaluating Material Compatibility in Compressed Hydrogen Applications – Phase I – Metals
- ANSI/CSA CHMC 2 Test Method for Evaluating Material Compatibility in Compressed Hydrogen Applications – Phase 2 - Polymers
- ANSI/CSA FC1 Fuel Cell Power Systems
- ANSI/CSA FC3 Portable Fuel Cell Power Systems
- ANSI/CSA FC6 Fuel Cell Modules
- ANSI/CSA HGV2 Standards for Hydrogen Vehicle Fuel Containers
- ANSI/CSA HGV3.1 Fuel System Components for Hydrogen Gas Powered Vehicles
- ANSI/CSA HGV 4.1 Hydrogen Dispensers
- ANSI/CSA HGV 4.2 Hose and Hose Assemblies for Hydrogen Vehicles and Dispensing Systems
- ANSI/CSA HGV 4.3 Fueling Parameters for Hydrogen Dispensing System
- ANSI/CSA HGV 4.4 Breakaway Devices for Hoses Used in Hydrogen Vehicle Fueling Stations
- ANSI/CSA HGV 4.6 Manually Operated Valves Used in Gaseous Hydrogen Vehicle Fueling Stations
- ANSI/CSA HGV 4.7 Automatic Pressure Operated Valves for Use in Gaseous Hydrogen Vehicle Fueling Stations
- ANSI/CSA HGV 4.8 Hydrogen Gas Vehicle Fueling Stations Compressor
- ANSI/CSA HGV 4.9 Fueling System Guideline
- ANSI/CSA HGV 4.10 Performance of Fittings for Compressed Hydrogen Gas and Hydrogen Rich Gas Mixtures

• **Institute of Electrical and Electronic Engineers**

- IEEE 1547 Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.1 Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.2 Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.3 Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.4 Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resources Island Systems with Electric Power Systems
- IEEE 1547.6 Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks
- IEEE 1547.7 Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection
- IEEE 1547.8 Recommended Practices for Establishing Methods and Procedures that Provide Supplemental Support for Implementation
- IEEE Standards Coordinating Committee 21 (SCC21) Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation and Energy Storage Coordinating committee

• **National Fire Protection Association**

- NFPA 2 Hydrogen Technologies Code
- NFPA 55 Storage, Use and Handling of Compressed Gases and Cryogenic Fluids in Portable in Portable and Stationary Containers, Cylinders and Tanks

- NFPA 70 Article 692 National Electrical Code - Fuel Cell Systems
  - NFPA 110 Appendix A-3-1.4 Emergency and Standby Power Systems
  - NFPA 853 Installation of Stationary Fuel Cell Power Plants
  - NFPA 855 Standard for the Installation of Stationary Energy Storage System
- **Society of Automotive Engineers:**
    - SAE J 2600 Compressed Hydrogen Vehicle Fueling Connection Devices
    - SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicle
    - SAE J 2601/2 Fueling Protocols for Heavy Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles (buses)
    - SAE J 2601/3 Fueling Protocols for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks (forklifts)
    - SAE J 2601/4 Ambient Temperature Fixed Orifice Fueling
    - SAE J 2719 Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles
    - SAE J2719/1 Application Guideline for Use of Hydrogen Fuel Quality Specification
    - SAE J 2799 70 MPa Compressed Hydrogen Surface Vehicle Refueling Connection Device and Optional vehicle to Station Communication
    - SAE J 3219 Hydrogen Fuel Quality Screening Test of Chemicals for Fuel Cell Vehicles
    - SAE J 2615 Performance Test Procedure of Fuel Cell Systems for Automotive Applications
    - SAE J 2616 Performance Test Procedure of Fuel Processor Subsystem of Automotive Fuel Cell System
    - SAE J 2617 Performance Test Procedure of PEM Fuel Cell Stack Subsystem for Automotive Application
    - SAE J 2594 Design for Recycling Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cell Systems
    - SAE J 1766 Recommended Practice for Electric and Hybrid Electric Vehicle Battery Systems Crash Integrity Testing
    - SAE J 2578 Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety
    - SAE J 2579 Standard for Fuel Systems in Fuel Cell and Other Hydrogen Vehicles
    - SAE J 2760 Pressure Terminology Used in Fuel Cells and Other Hydrogen Vehicle Applications
    - SAE J 2990/1- Hydrogen and Fuel Cell Vehicle First and Second Responder Recommended Practice
    - SAE J 3089 Technical Information Report (TIR) for Vehicular Hydrogen Sensor Test Method
    - SAE J 2574 Information Report - Fuel Cell Electric Vehicle Terminology

# Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Uruguay y Paraguay

24 NOVIEMBRE 2020

Heymo Ingeniería y Ariema Energía y Medioambiente

**Entregable nº2 “Estudio de  
condicionantes para aplicaciones  
de transporte pesado por  
carretera”**



## 2. Entregable n º2: “Estudio de condicionantes para aplicaciones de transporte pesado por carretera”

### Resumen ejecutivo.

El entregable II recoge información técnica y económica de distribución y dispensado de hidrógeno en estaciones de repostaje a 350 bar para suministrar hidrógeno a buses y camiones propulsados por pila de combustible.

El documento comienza realizando un estudio técnico de las posibles configuraciones de las estaciones de repostaje de hidrógeno para transporte pesado, analizando los diferentes componentes de las estaciones (panel de distribución desde semirremolques, sistema de compresión, sistema de almacenamiento a distintas presiones, sistemas de pre-enfriado (Precooling) y sistema de dispensación) y la distribución del hidrógeno (semirremolque gas o líquido, tubería y producción in situ). Para el caso analizado, se ha estudiado la configuración de estación de repostaje más adecuada y posteriormente se ha realizado un estudio económico para analizar el coste de inversión CapEx y el coste de operación OpEx que tendría el sistema. Para analizar el coste final, se ha partido de los resultados obtenidos en producción de hidrógeno en el Entregable 1 y se han incluido los sobrecostes asociados a la distribución y el dispensado del hidrogeno. Finalmente, también se ha analizado el coste del hidrógeno a bordo en el vehículo, en USD/km recorrido.

El entregable 2 finaliza con la descripción de la posible ingeniería de detalle de la estación de repostaje a instalar y varios modelos de layout.

Solicitud de ofertas a los principales fabricantes de estaciones de repostaje de hidrógeno y de vehículos pesados y autobuses.

El presente documento se muestra de forma complementaria a la solicitud de ofertas a los principales fabricantes de estaciones de repostaje de hidrógeno a nivel mundial. La solicitud de oferta incluye asimismo información sobre modelos comerciales de estaciones de repostaje, así como las características más importantes a conocer de estos sistemas como son las siguientes:

- Referencias históricas: se solicitará referencias de estaciones de repostaje de hidrógeno instaladas, así como la capacidad total instalada del fabricante a nivel mundial.
- Electricidad (kWh/día): electricidad consumida por la estación de repostaje de hidrógeno.
- Potencia eléctrica (kW): potencia del sistema para la dispensación de hidrógeno.
- Capacidad de almacenamiento (kg): cantidad de hidrógeno que se puede almacenar en la estación de repostaje para el repostaje de los vehículos.
- CapEx (USD): Costes de la inversión inicial a realizar.
- OpEx (USD/año): Costes de operación del equipo por año de funcionamiento.
- Tiempo de recarga del vehículo (min): Tiempo que necesita el vehículo para repostar hidrógeno en su totalidad.
- Tiempo entre repostajes (min): Tiempo necesario entre la finalización de un repostaje y el siguiente.

Asimismo, se han solicitado ofertas de vehículos pesados y autobuses. La solicitud realizada recoge las siguientes cuestiones:

- Autonomía del vehículo (km): Número de kilómetros máximos que puede recorrer el vehículo con un depósito de hidrógeno.
- Capacidad del depósito de hidrógeno (kg): Capacidad máxima del depósito de hidrógeno del vehículo.
- CapEx (USD): Costes de la inversión inicial a realizar.
- Presión de carga (bar): presión de carga del hidrógeno almacenado en el vehículo.
- Vida útil de la pila de combustible (h): número de horas de funcionamiento de la pila de combustible de hidrógeno en el vehículo.

En el Anexo III se recoge las ofertas recibidas de HRS, sin embargo, no se han recibido ninguna oferta de vehículos pesados y autobuses, a pesar de haber contactado con fabricantes.

Estudio de posibles configuraciones de las estaciones de repostaje de hidrógeno para  
transporte pesado.

Esta sección profundiza sobre las estaciones de repostaje de hidrógeno y las diferentes configuraciones que se encuentran disponibles en el mercado.

En una estación de repostaje de hidrógeno, durante el proceso de llenado, el gas es dispensado al tanque de almacenamiento del vehículo hasta que se alcanza una presión máxima. Este nivel de presión está definido por el tanque de almacenamiento del vehículo e influido por la temperatura ambiental y la temperatura del hidrógeno contenido en el tanque del vehículo. En función de su volumen, un tanque de almacenamiento puede transportar una cierta cantidad de hidrógeno, lo que determina la autonomía máxima del vehículo junto con las eficiencias de la pila de combustible y el sistema de propulsión. A medida que el hidrógeno se consume en la pila de combustible para producir electricidad y agua (H<sub>2</sub>O), la presión en el tanque de almacenamiento de H<sub>2</sub> disminuye.

En la actualidad, se han adoptado dos presiones de suministro estándar a nivel mundial, 350 bar para vehículos pesados (autobuses, camiones, etc.) y 700 bar para turismos. Los vehículos pesados suelen tener tanques de almacenamiento desde 20 a 50 kg de H<sub>2</sub>, en comparación con los turismos que suelen transportar unos 5 kg de H<sub>2</sub>. Esto se debe a que los vehículos pesados pueden acomodar mayores pesos y volúmenes comparado con los automóviles, donde el espacio es más limitado. Por lo tanto, el almacenamiento a bordo de los vehículos pesados puede funcionar a presiones más bajas (350bar) que los turismos (700bar).

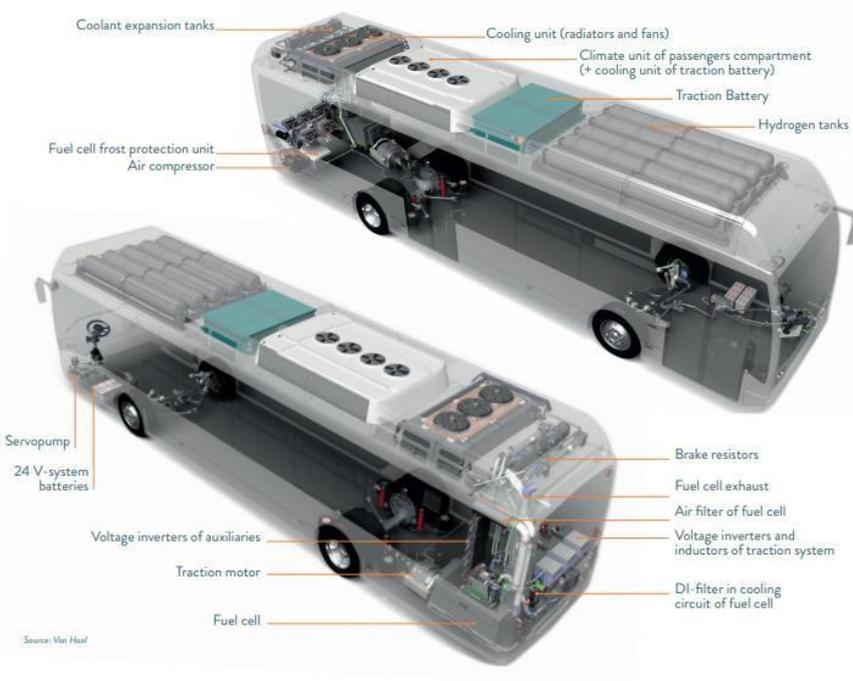


Figura 40. Configuración general autobús de hidrógeno.

Las HRS que suministren a vehículos pesados a 350 bar requerirán componentes más sencillos y tendrán menos gasto energético asociado a la compresión y el pre-enfriamiento del hidrógeno, entre otras ventajas.

Existen varias tecnologías para la producción de hidrógeno que pueden tener lugar in-situ o lejos del HRS. Los dos métodos más empleados actualmente son la electrólisis del agua (por la que mediante el uso de la electricidad en un electrolizador se separa la molécula de agua en sus componentes: hidrógeno y oxígeno), y el reformado con vapor del metano, que produce hidrógeno y dióxido de carbono mediante una reacción catalítica endotérmica (requiere aporte de calor), empleando gas natural (cuyo componente mayoritario es el metano) y vapor de agua.

Una importante ventaja tecnológica de los electrolizadores, respecto al reformado con vapor en el contexto de las HRS, es su capacidad para ajustarse rápidamente a los cambios de carga eléctricas, además de producir H<sub>2</sub> a cierta presión (hasta 30 bar para electrolizadores alcalinos y 50 bar para electrolizadores PEM).

Las instalaciones de producción a gran escala pueden utilizar cualquiera de estas dos tecnologías de producción. Normalmente, la eficiencia de la generación de hidrógeno en instalaciones de producción grandes y centralizadas es mayor que en la producción descentralizada in situ, debido a un menor consumo de energía de los sistemas auxiliares respecto a la producción de hidrógeno.

Si se produce hidrógeno fuera de la instalación HRS, el hidrógeno tendría que ser entregado por tubería o por camión.

El hidrógeno puede ser transportado a través de tuberías a altas presiones y volúmenes, sin embargo, dichas tuberías son muy caras y la infraestructura actual es limitada o inexistente en la mayoría de los países. Esto limita la posibilidad actual de transporte a través de tuberías, a instalaciones de producción externas cercanas al HRS.

Los camiones de reparto podrán transportar hidrógeno líquido o gaseoso. Un camión que transporte hidrógeno gaseoso podrá llevar desde varios cientos de kg hasta una tonelada de hidrógeno, normalmente en botellas de 200 bar, aunque puede variar hasta 350 bar. Un camión que transporte hidrógeno líquido deberá mantener una temperatura de -253°C (con el consiguiente gasto energético en enfriar y mantener el hidrógeno a esa temperatura), pero podrá transportar hasta cuatro toneladas.

Por lo tanto, el modelo más probable a corto plazo, considerando un escenario de mercado temprano, es la producción centralizada y el reparto a las distintas HRS mediante camiones propiedad de las empresas de gases industriales serían propietarias de los camiones de reparto y que alquilarían remolques a los propietarios de las estaciones de servicio dejándolos en el HRS hasta que se vacíen.

Los principales componentes en todas las estaciones de repostaje de hidrógeno son los siguientes:

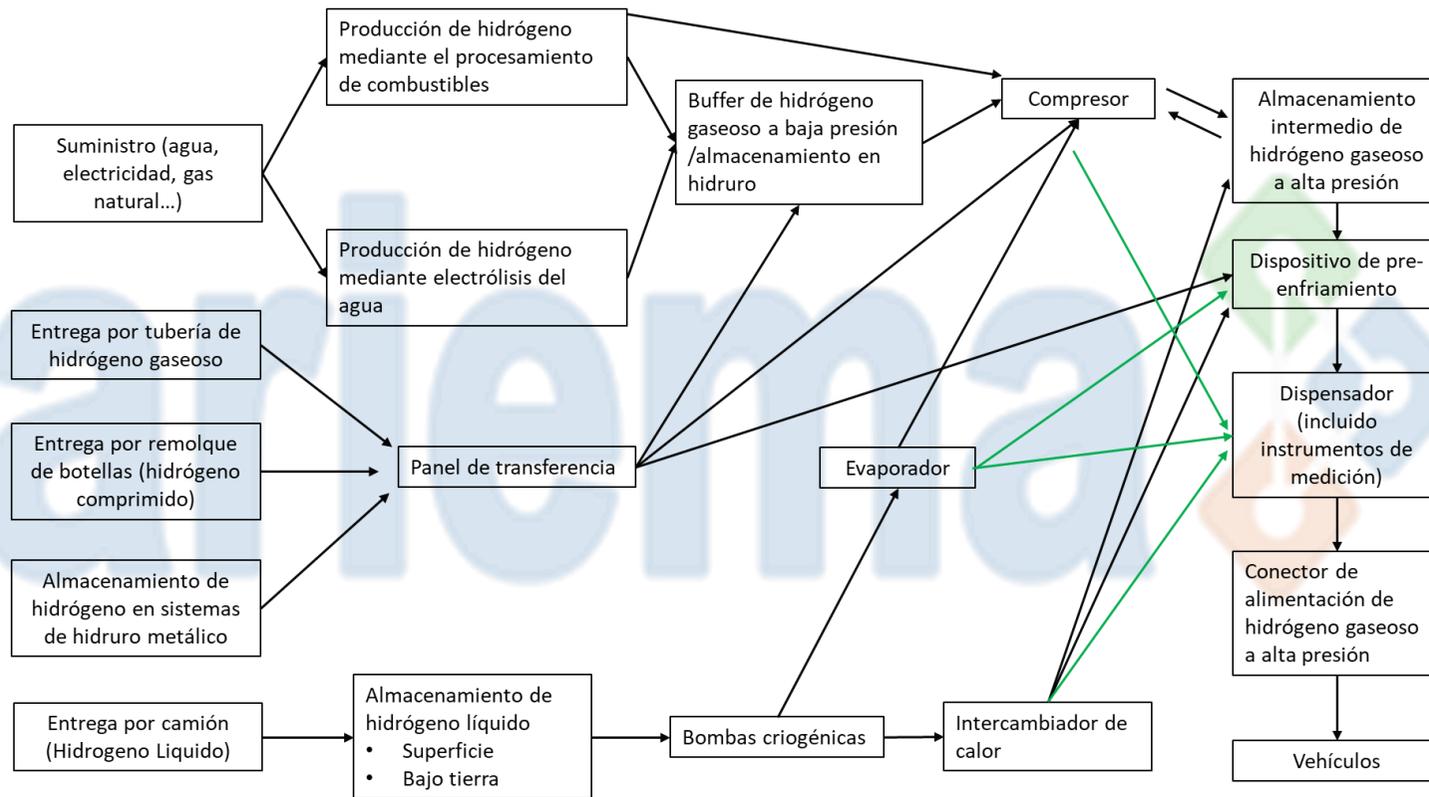


Figura 41. MATRIZ de alternativas para sistemas HRS. Traducido de ISO 19880-1, con modificaciones en verde.

→ **Panel de distribución (puerto de recarga):** Este componente se usa únicamente en estaciones de servicio de hidrógeno con suministro externo. Su función principal es permitir la transferencia de gas desde los semirremolques al compresor o a los sistemas de almacenamiento.



Figura 42. Panel de distribución de gases.

→ **Compresión de hidrógeno:** todas las infraestructuras de suministro de hidrógeno cuentan con un sistema de compresión de hidrógeno. El propósito de este componente dentro de la HRS es tomar una cantidad fija de hidrógeno y entregarlo a la presión requerida en los vehículos (700 y 350 bar para vehículos ligeros y pesados, respectivamente).



Figura 43. Compresor de hidrógeno para estaciones de servicio.

→ **Sistemas de almacenamiento de H<sub>2</sub>**: todas las estaciones de servicio de hidrógeno cuentan con sistemas de almacenamiento a baja presión (hasta 300-350 bar) media presión (hasta 450-550 bar) y alta presión (hasta 850-1000 bar), el objetivo del almacenamiento es reducir el tamaño de los compresores, permitir la recarga en cascada y reducir tiempo de recarga entre vehículos.



Figura 44. Sistemas de almacenamiento presurizado en estaciones de servicio.

→ **Sistema de dispensación**: sistema completo de suministro de hidrógeno comprimido al vehículo, que comprende todo el equipamiento necesario para llevar a cabo la operación de repostaje. El dispensador es solo la parte del sistema que está físicamente ubicada en la zona de repostaje de vehículos.



Figura 45. dispensadores de hidrógeno.

→ **Pre-enfriador (Pre-cooling)**: elemento del sistema de dispensación que enfría la corriente de hidrógeno antes de su expansión, para compensar el calentamiento producido durante el repostaje.

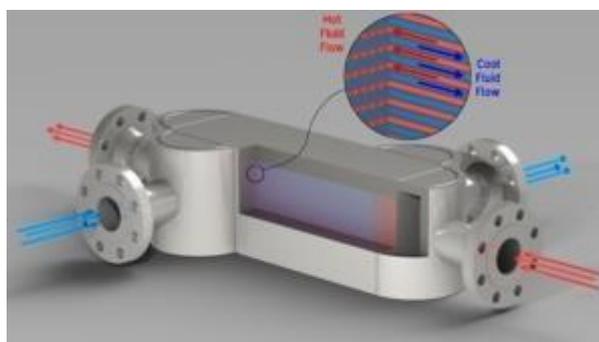


Figura 46. Sistema de refrigeración de hidrógeno de la empresa vpei.

A continuación, se exponen las diferentes configuraciones que puede tener una estación de repostaje de hidrógeno para vehículos pesados a 350 bar:

La **configuración I** es de las configuraciones más extendidas en estaciones de servicio de hidrógeno en el mundo, con dispensadores a 350 bar. Utiliza bloques de almacenamiento a diferentes presiones que permiten gestionar mejor el llenado por cascada y reducir la necesidad de refrigeración. Esta refrigeración podría ser opcional si se está dispuesto a incrementar el tiempo de recarga.

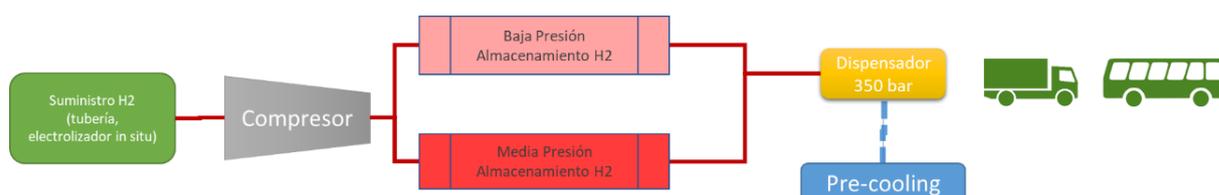


Figura 47. Configuración I

La **configuración II** se diferencia de la configuración I principalmente en el volumen y tamaños de los equipos que tienen que manejar. La refrigeración podría ser opcional si se está dispuesto a incrementar el tiempo de recarga, al igual que sucede en la configuración anterior. Esta configuración ha sido la opción clásica antes de que los vehículos empezaran a usar 700 bar, ya que es una de las opciones que requiere menos inversión en capital.

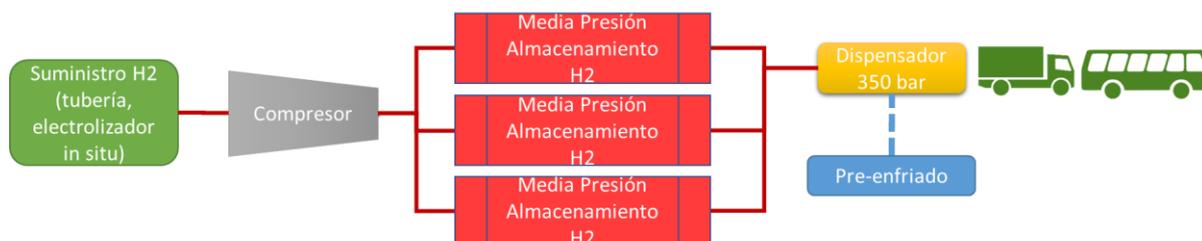


Figura 48. Configuración II

La **configuración III** es una configuración que permite eliminar los sistemas de refrigeración y que sobre todo se utilizó en el pasado cuando era necesario mover mucho caudal y no existían sistemas de refrigeración avanzados. El sistema tiene un sobrecoste alto si se quiere reducir el tiempo entre recargas, porque se requiere una alta capacidad de almacenamiento y un compresor (tipo *booster*<sup>1</sup>) de mucho caudal. Estos sistemas aprovechan mejor el hidrógeno. Su principal inconveniente es la inversión inicial alta que suponen.

<sup>1</sup> En numerosas ocasiones en el sector del hidrógeno a los compresores orientados a un salto grande de caudal y salto menor de presión se le denomina booster. Se advierte que, aunque comercialmente se denomina al sistema de compresión como booster, la norma ISO 19880 no contempla esta palabra para describir al sistema de compresión que requiere una estación de repostaje de hidrógeno.

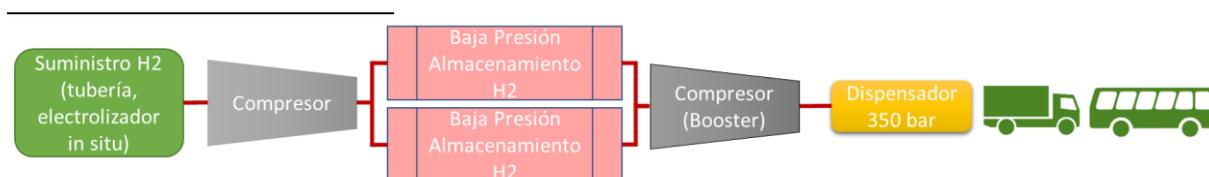


Figura 49. Configuración III

Se destaca que las configuraciones I, II y III tienen un suministro de hidrógeno a través de tubería o tienen un electrolizador in situ en la ubicación donde se encuentra la estación de repostaje.

La **configuración IV** es una configuración que parte de un remolque de hidrógeno y que con un solo compresor es capaz de reducir la inversión en almacenamiento intermedio al utilizar el propio remolque que transporta el hidrógeno a la estación de repostaje como sistema de almacenamiento. Esta configuración utiliza el remolque para la primera etapa del repostaje en cascada y suministra solo a 350 bar. Es una configuración interesante si la producción está alejada de la estación de servicio (producción de hidrógeno centralizada y distribución en camiones).

El sistema de refrigeración podría ser opcional si no se pretenden tiempos de recarga bajos. Esta configuración está limitada al suministro y necesita mantener el remolque en la instalación durante todos los repostajes.



Figura 50. Configuración IV

La **configuración V** es una configuración idéntica a la configuración I. La única diferencia es el origen del hidrógeno de partida y el diseño del compresor intermedio. El sistema a diferencia de la configuración IV no necesita mantener el remolque conectado para funcionar correctamente.

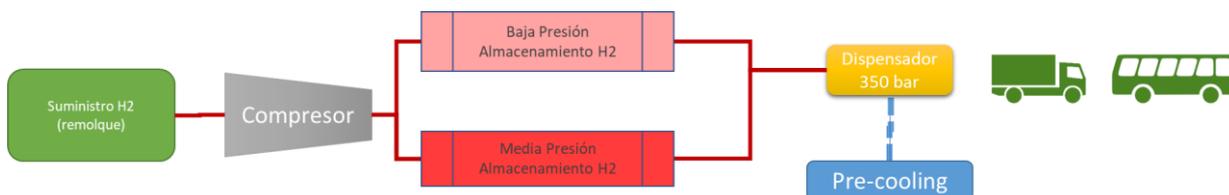


Figura 51. Configuración tipo V

La **configuración VI** es una configuración típica para suministro de hidrógeno líquido. La principal característica es que utiliza el mismo evaporador y la bomba criogénica como sistema de compresión del hidrógeno previo al suministro al vehículo. En este esquema, si se puede garantizar que el hidrógeno almacenado se mantiene a temperaturas muy bajas, no es necesario el uso de sistemas de refrigeración adicionales.

Son sistemas que requieren una inversión inicial muy alta y está orientado para consumos muy altos de hidrógeno (estaciones de uso continuado) y a zonas donde ya se utiliza hidrógeno líquido.

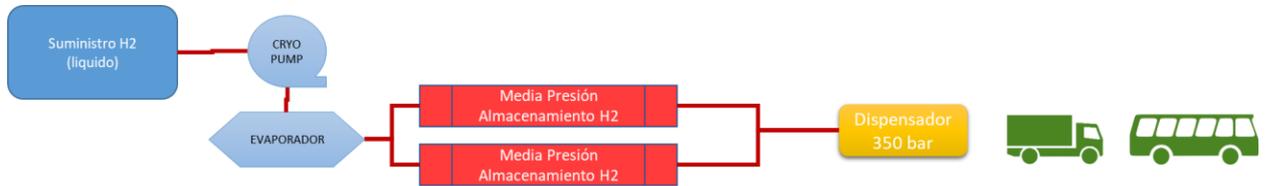


Figura 52. Configuración VI.

La **configuración VII** también es una variante de la configuración VI, en la que el evaporador no está presurizado y se consigue la presión necesaria incluyendo un compresor. De nuevo, si se puede garantizar que el hidrógeno almacenado se mantiene a temperaturas muy bajas, no es necesario el uso de sistemas de refrigeración adicionales. Al igual que la configuración VI, es un sistema de inversión inicial muy alto y solo orientado a elevados consumos de hidrógeno y a zonas donde ya se utiliza hidrógeno líquido.

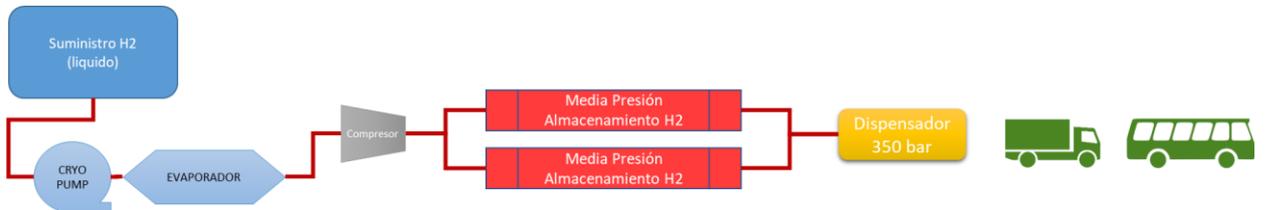


Figura 53. Configuración VII.

### Selección de la configuración de estación de repostaje de hidrógeno

La selección de la configuración de la estación de repostaje de hidrógeno depende en primera instancia del suministro de hidrógeno.

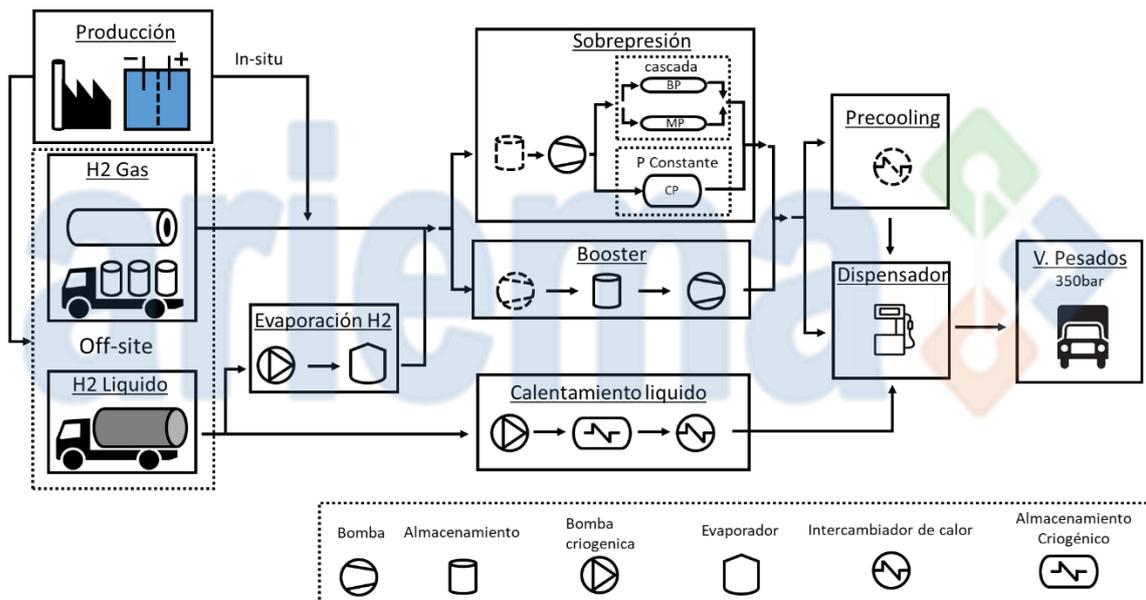


Figura 54. Esquema resumen de proceso desde producción a abastecimiento de vehículos pesados.

Teniendo en cuenta las condiciones climatológicas en Paraguay y Uruguay, se descarta seleccionar como primera opción las configuraciones VI y VII propuestas en el epígrafe anterior.

Siguiendo el esquema propuesto en la Figura 54, las dos opciones más comunes que se podrían dar en Paraguay y Uruguay son la producción in-situ, el transporte por tubería o el transporte por semirremolque

Independientemente de la fuente de suministro seleccionada, como se muestra en la Figura 15, la estación de repostaje de hidrógeno constará de un compresor, almacenamiento a baja o media presión y un dispensador de hidrógeno. La principal diferencia entre la recarga por sobrepresión (configuraciones I, II, IV y V) y la recarga con booster (configuración III) reside en que la recarga con booster no requiere un sistema de refrigeración (Precooling) para ofrecer repostajes en poco tiempo. Sin embargo, la eliminación del sistema de refrigeración en la configuración de la estación de repostaje supone la necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento de los depósitos y la adquisición de un compresor tipo booster. El principal inconveniente al que se enfrenta la configuración III es la alta inversión inicial que requiere. Además, se destaca que la configuración I y II son las más habituales en el mercado y, por tanto, existen más opciones para adquirir la estación de repostaje de hidrógeno en su conjunto.

Por otro lado, como se mencionaba en la sección anterior de este documento, el sistema de refrigeración (Precooling) podría ser opcional si no se pretenden tiempos de recarga bajos o caudales de recarga altos.

**Por todo lo anteriormente expuesto, la configuración de estación de repostaje más adecuada con relación a las características de Paraguay y Uruguay es la configuración I, II y V. Se destaca que la principal diferencia entre estas configuraciones es el suministro de hidrógeno y el tamaño del almacenamiento. El suministro de hidrógeno es el mayor factor diferenciador entre las estaciones de repostaje propuestas, mientras que las diferencias en el tamaño de almacenamiento (baja, media y alta presión) no influyen cuantitativamente en un mayor o menor coste del hidrógeno.**

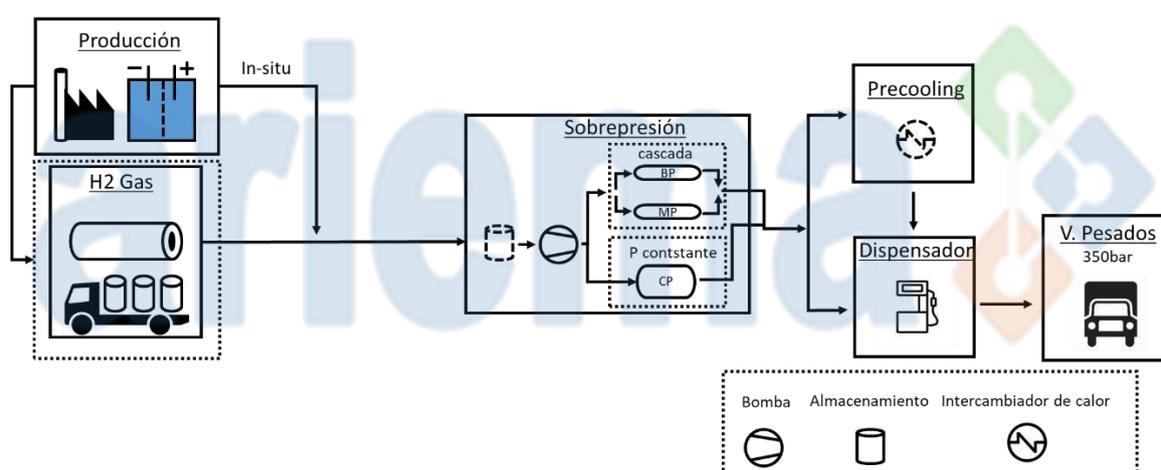


Figura 55. Configuración de estación de servicio más común.

A continuación, se procede a detallar las diferentes etapas implicadas en el proceso, el suministro del hidrógeno y los componentes de la estación de repostaje.

## Suministro del hidrógeno

### *Producción in-situ*

La producción in-situ de hidrógeno a partir de un electrolizador PEM o Alcalino es una de las opciones más ventajosas económicamente ya que se evita el sobrecoste por distribución de hidrógeno. Esta opción será viable siempre que se disponga de suficiente espacio en la ubicación seleccionada para la instalación de la estación de repostaje de hidrógeno.

### *Transporte H<sub>2</sub> por tubería*

Una red de gasoductos sería la mejor opción para el uso integral y a gran escala del hidrógeno como fuente de energía. El transporte de hidrógeno por tubería se puede realizar creando conductos nuevos específicos para hidrógeno o realizando modificaciones a las actuales tuberías de gas natural.

En el caso de las tuberías de hidrógeno, hoy en día hay cerca de 5.000 km de tuberías de hidrógeno en todo el mundo. Estos conductos son operados por los productores industriales de hidrógeno y se utilizan principalmente para suministrar hidrógeno a las instalaciones químicas y de refinería.

En el caso de las tuberías modificadas, se especifica que las tuberías susceptibles de modificación para el transporte de hidrógeno puro son las actuales tuberías de transmisión de gas natural que operan a alta presión y que podrían tener este uso si ya no se utilizan para el gas natural. Sin embargo, se destaca que debe evaluarse caso por caso su idoneidad y dependerá del tipo de acero utilizado en la tubería y de la pureza del hidrógeno transportado su viabilidad para el transporte de hidrógeno puro. Estudios realizados en los Países Bajos han sugerido que la red de gas natural existente podría utilizarse para transportar hidrógeno con pequeñas modificaciones (Netbeheer Nederland, 2018; DNV GL, 2017).

### *Transporte en semirremolques*

Actualmente, el transporte por carretera en semirremolques es la opción más utilizada para distancias inferiores a 300 km y se realiza a través de cilindros o tubos de gas presurizado, a presiones superiores a 180 bar y agrupados dentro de un marco protector. Estos depósitos suelen ser de acero y tienen un peso neto elevado.

En teoría, un solo semirremolque que transporta gas de hidrógeno comprimido puede llegar a contener hasta 1.100 kg de hidrógeno a 500 bar (Hydrogen Europe). Los mayores volúmenes de tanques para el transporte de hidrógeno gaseoso son actualmente de 26 metros cúbicos.

Sin embargo, este peso rara vez se logra en la práctica, ya que los sistemas regulatorios limitan la presión, altura, anchura y peso permitidos de los cilindros que pueden ser transportados. Por ejemplo, en EEUU los semirremolques están actualmente limitados a presiones de 250 bar por las regulaciones del Departamento de Transporte de EE UU (DOT).

## Componentes de la estación de repostaje seleccionada

### *Panel de distribución desde semirremolques*

El objetivo de los paneles de distribución es garantizar de forma segura que se puede transmitir el hidrógeno desde los semirremolques hasta los compresores o el sistema de almacenamiento

intermedio y que no se va a contaminar con aire u otros compuestos. Para ello el panel permite purgar con hidrógeno las líneas que se conectan antes de empezar el suministro. El panel de distribución suele contar con más de un puerto de conexión a semirremolques, para permitir que se pueda realizar un cambio de semirremolques sin tener que realizar una operación compleja.

El panel de suministro suele incorporar sistemas de seguridad para garantizar que no haya fugas, excesos de caudal o sobrepresiones y sobre temperaturas inesperadas.

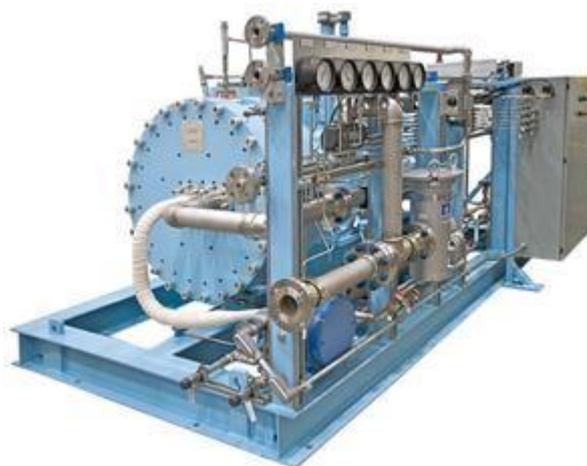
Las estaciones que tienen sistemas de suministro por semirremolque deben tener previsto del espacio suficiente para operar varios semirremolques en la estación de servicio, este planteamiento suele ser muy incómodo en estaciones urbanas ya que el espacio de planta no suele ser excesivo.

#### *Sistema de compresión*

Para realizar la compresión es necesario usar una máquina capaz de aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el gas en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir.

El método de compresión recomendado para alcanzar la presión necesaria para trabajar en vehículos a 350 bar es el compresor de diafragma mecánico.

Los compresores de diafragma mecánico son los más utilizados en el mercado para el uso en estaciones de servicio y su funcionamiento se basa en un pistón alternativo, que transmite su movimiento a un diafragma flexible, compuesto por tres membranas de diferentes metales, a través de un aceite hidráulico. Debido a la fuerza ejercida por el aceite sobre el diafragma, este se dobla y oscila, aumentando y disminuyendo el volumen de la cámara de compresión y, variando consecuentemente, la presión del gas de trabajo. La gestión de las válvulas de entrada y



**Figura 56. Compresor de diafragma.**

salida permiten que la entrada y salida del gas se de forma alternativa durante la compresión del propio gas.

Para vehículos de pila de combustible los compresores de diafragma son los más utilizados ya que pueden garantizar que la pureza del gas a la entrada es la misma que a la salida del compresor.

Otros mecanismos de compresión son los compresores de pistón o los compresores de columna de líquido

El compresor de pistón se basa en la aspiración de aire hacia el interior de un cilindro gracias a la acción de un pistón accionado por un cigüeñal y una biela. El movimiento contrario hace que

el pistón comprime el gas que había en el interior del cilindro, expulsándolo a la red o a la siguiente etapa.

En los compresores de pistón de una etapa, el gas que entra en los pistones comprime a la misma presión de salida, mientras que, en los compresores de dos etapas, se diferencian las secciones de los pistones de las dos etapas para alcanzar presiones superiores. En la primera etapa se comprime hasta una cierta presión, y la segunda etapa toma el gas comprimido a la presión de salida de la primera etapa para aumentar su presión hasta la presión de salida.

El sistema de compresión Linde está patentado por Linde y se basa en la sustitución del pistón metálico convencional por un líquido iónico casi incompresible que no acepta que se disuelva hidrógeno dentro del líquido iónico. De esta forma, el gas se comprime en el cilindro por el movimiento ascendente y descendente de la columna de líquido, similar al movimiento recíproco de un pistón ordinario (LINDE). El hidrógeno durante la compresión arrastra una pequeña proporción de líquido



iónico, por lo que, posteriormente, será necesario un sistema de purificación por separación de fases del hidrógeno.

Figura 57. Compresor de columna de líquido iónico.

#### *Sistema de almacenamiento a distintas presiones.*

El almacenamiento de hidrógeno es un elemento clave de la HRS (estación de repostaje de hidrógeno) y su dimensionamiento se basará en equilibrar el suministro y/o producción de hidrógeno, con la demanda. Habitualmente los proyectos de las hidrogeneras dimensionan la capacidad del sistema de almacenamiento de hidrógeno buscando una autonomía de entre dos y tres días, reserva suficiente para garantizar picos en la demanda o pequeños contratiempos en el suministro. En la mayoría de las ocasiones se opta por un dimensionamiento que garantice dos días de autonomía, reduciendo los costes de inversión.

Es muy habitual contar con depósitos a baja y media presión y realizar lo que se conoce como “repostaje por sobrepresión” o “repostaje en cascada”, aprovechando la diferencia de presiones entre el almacenamiento y el depósito del vehículo. Para ello, primero se conecta el vehículo (cuyo depósito está vacío), al tanque de baja presión y comienza a llenarse por el principio de igualación de presiones. Cuando el caudal de hidrógeno disminuye porque las presiones se nivelan, se hace un cambio de válvulas y el depósito continúa rellenándose con el tanque de media presión hasta alcanzar la presión requerida en el vehículo, de 350 bar.

Este método permite optimizar los costes energéticos, ahorrando en compresión ya que no se necesita llevar la totalidad del hidrógeno hasta alta presión.

Es importante tener en cuenta que los métodos de almacenamiento que se basan en el repostaje por sobrepresión (*overflow*) o igualación de presiones, nunca vaciarán los tanques por completo. Una determinada cantidad de hidrógeno en los tanques permanecerá siempre ahí, para asegurar que la presión de estos es superior a la de los vehículos. Es un 'volumen muerto' con el que no se puede contar a la hora de dimensionar la capacidad de almacenamiento necesaria para garantizar una autonomía determinada para el repostaje de vehículos de una determinada estación de servicio.

#### *Sistemas de pre-enfriado (Precooling)*

Para acelerar el proceso de repostaje sin comprometer la integridad del depósito del vehículo se recurre a sistemas que enfrían la corriente de hidrógeno antes de que alcance el vehículo. El protocolo de repostaje SAE 2601 establece un rango entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $-33^{\circ}\text{C}$  en el caso más rápido: esa temperatura debe alcanzarse como máximo en 30 segundos desde el inicio del repostaje y mantenerse durante todo el proceso. Para alcanzar estas condiciones, estos sistemas suelen basarse en ciclos de refrigeración de dos etapas, que toman calor del hidrógeno en un intercambiador de calor diseñado a tal efecto. La temperatura de este intercambiador debe ser inferior a la consigna establecida para el hidrógeno, y para que se alcance rápidamente al inicio del repostaje este elemento se aísla térmicamente y se mantiene frío entre repostajes. A pesar del aislamiento, se generan unas pérdidas por intercambio con el ambiente, por lo que el sistema se activa periódicamente en función de la consigna de temperatura de espera establecida para cada diseño de intercambiador.

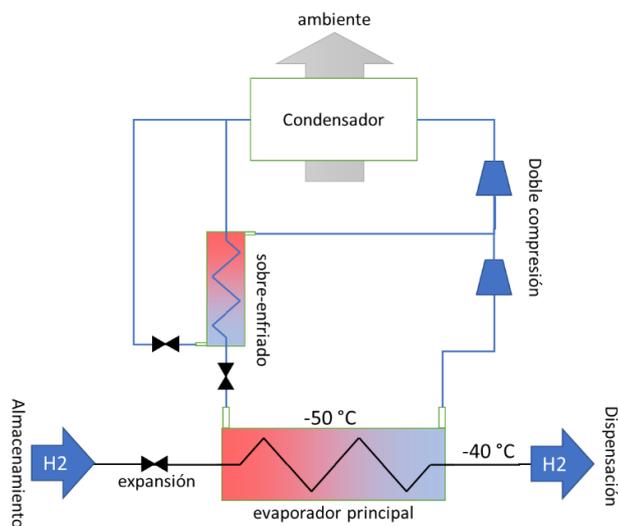


Figura 58. Esquema del sistema de pre-enfriado del hidrógeno.

#### *Sistema de dispensación*

Sea cual sea el tipo de estación de repostaje de hidrógeno, existe una estandarización en cuanto a la interfaz de carga de los vehículos y el procedimiento concreto de repostaje. Este proceso de

estandarización ha llevado su tiempo y de hecho sigue avanzando y completándose, pero existe ya una norma de referencia internacional (ISO19880-1) en torno a la cual se van alineando los diferentes aspectos a considerar.

Merece la pena prestar atención a la terminología normalizada más básica:

- El sistema de dispensación se define como el sistema completo de suministro de hidrógeno, que comprende todo el equipamiento necesario para llevar a cabo la operación de repostaje, a través de la cual se suministra el hidrógeno comprimido al vehículo.
- El dispensador se define como el equipo del sistema de dispensación que está físicamente ubicado en la zona de repostaje de vehículos. Suele incluir, como mínimo, la/s manguera/s de repostaje, la instrumentación requerida de control de temperatura y presión, filtros y la interfaz de usuario. Sin embargo, el fabricante puede optar por incluir un equipo adicional en el dispensador, existiendo incluso la posibilidad de que el sistema de dispensación completo esté alojado en el dispensador.

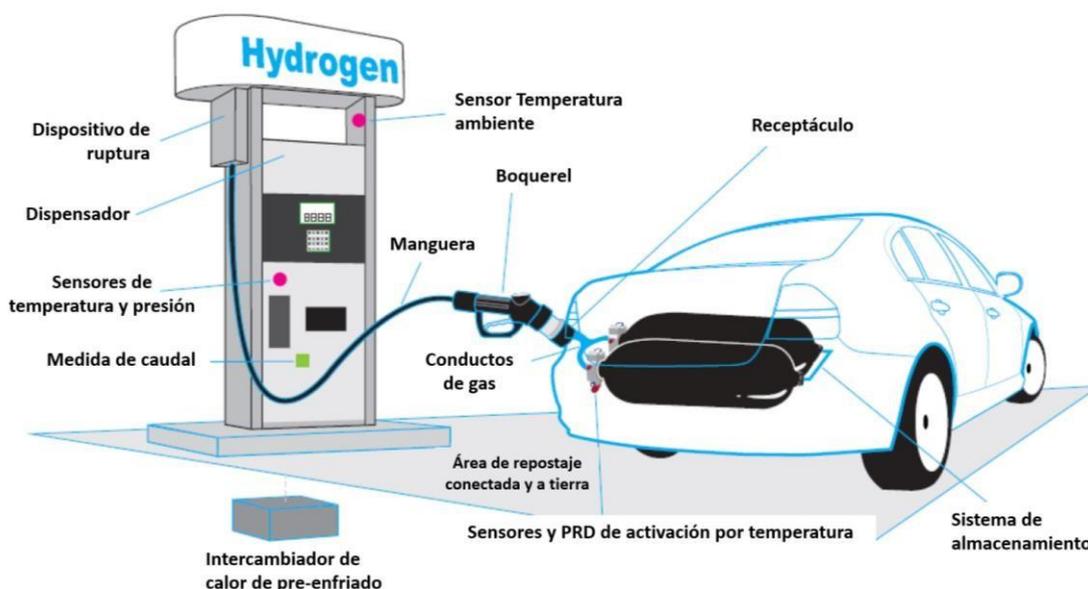


Figura 59. Aspecto y componentes de un sistema de dispensación de hidrógeno. Modificado y traducido de ISO19880-2.

Pueden existir, por tanto, equipos del sistema de dispensación tanto en la zona de repostaje de vehículos como en otras áreas protegidas y alejadas de ésta.

Cualquiera de las configuraciones posibles del sistema de dispensación tiene dos funciones fundamentales:

- Impedir que se superen los límites permitidos de temperatura y presión del sistema de almacenamiento del vehículo.
- Proteger a usuarios y equipamientos contra fallos del sistema de control.

**Estudio CAPEX-OPEX de una estación de repostaje de hidrógeno para vehículos pesados**

El presente documento analizará el coste del hidrógeno a bordo del vehículo terrestre en diferentes etapas. Las etapas consideradas para el cálculo del coste final son las siguientes:



**Figura 60. Alternativas y configuraciones del modelo de negocio completo.**

**Coste de fabricación H<sub>2</sub> vía electrolisis**

La etapa de producción de hidrógeno ha sido analizada en el Entregable 1 para ambas tecnologías, PEM y Alcalina, a partir de las condiciones de entrada en ambos países. Se analizaron tres casos para cada tecnología en cada país: caso A de producción durante 8 horas, caso B de producción durante 12 horas y caso C de producción durante 16 horas.

El esquema de costes obtenido fue el siguiente:

**Tabla 13. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores PEM.**

PEM	PARAGUAY coste USD/kg		
CAPEX	1450 USD/kW	1260 USD/kW	1060 USD/kW
A (8 Horas)	4,65	4,30	3,93
B (12 Horas)	3,67	3,44	3,19
C (16 Horas)	3,39	3,19	2,97

**Tabla 14. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores PEM.**

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

**Tabla 15. Resumen coste USD/kg caso Paraguay electrolizadores Alcalinos.**

ALK	PARAGUAY coste USD/kg		
	950 USD/kW	860 USD/kW	710 USD/kW
CAPEX	3,19	3,05	2,83
A (8 Horas)	2,80	2,69	2,52
B (12 Horas)	2,48	2,40	2,27
C (16 Horas)			

**Tabla 16. Resumen coste USD/kg caso Uruguay electrolizadores Alcalinos.**

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

Para el presente estudio se tomará como referencia el valor medio de los posibles costes de hidrogeno en Paraguay y Uruguay, con los siguientes valores:

- Tecnología PEM. coste: 2,97-5,56 USD/kg
- Tecnología Alcalina. coste: 2,27-4,16 USD/kg

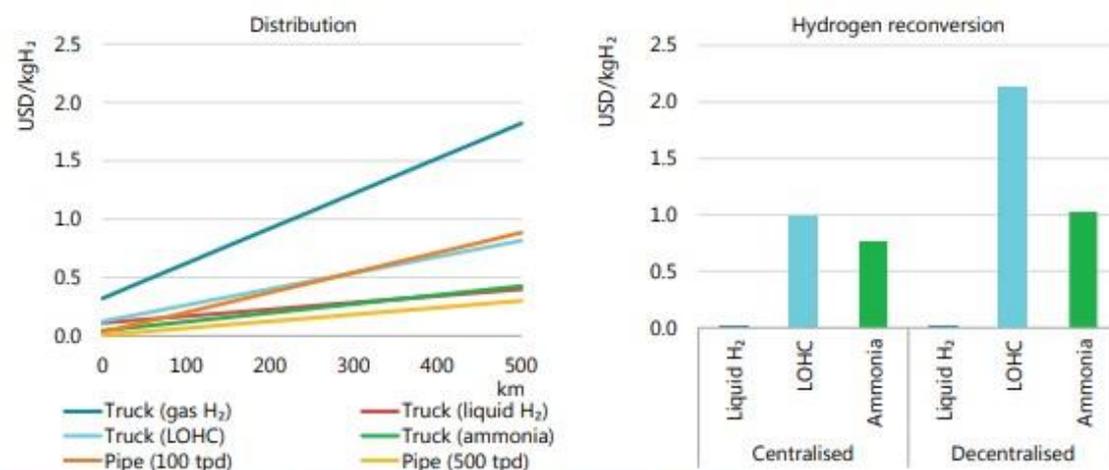
En el caso de sistemas de estaciones de repostaje con producción in situ, existe la posibilidad de introducir un almacenamiento a la salida del electrolizador, a 30 bar de presión. Para el caso de una estación de repostaje de 500 kg, un buffer de 1.500 Nm<sup>3</sup> que almacene hidrógeno durante 3 horas sería un almacenamiento adecuado. El coste estimado de dicho almacenamiento sería aproximadamente de 0,1 USD/kg.

**Sobrecoste de transformación y distribución H<sub>2</sub>**

El sobrecoste de transformación y distribución de hidrógeno está asociado a configuraciones de estaciones de repostaje en el que la planta de producción de hidrógeno no se encuentre instalada en la misma ubicación. En estos casos, se debe considerar un sobrecoste por transporte.

En la Figura 61 se observa el coste que supone la distribución de hidrógeno por diferentes vías, desde el transporte por tubería hasta el transporte por carretera en semirremolque. También se incluye en la figura información sobre diferentes vectores energéticos como el amoniaco o líquidos orgánicos (LOHC), los cuales son más sencillos de transportar, pero suponen un sobrecoste por reconversión en el punto de destino. El transporte de hidrógeno líquido en semirremolque es más económico para distancias superiores a 300 - 400 km. Si el hidrógeno ya está disponible en forma líquida en el lugar de producción o entrega, incluso distancias más cortas son también económicas.

En términos generales, se observa que el coste de distribución aumenta al aumentar la distancia a la que se encuentra la estación de repostaje respecto de la planta de producción de hidrógeno. Por ello, se recomienda, siempre que sea posible, la producción in-situ o el transporte de hidrógeno a distancias inferiores a los 300 km.



Notes: More information on the assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).  
 Source: IEA 2019. All rights reserved.

Figura 61. Coste de transporte de hidrógeno y coste de reconversión para el transporte de hidrógeno vía hidrógeno líquido, amoniaco y líquidos orgánicos.

Fuente: IEA 2019.

Para el transporte de hidrógeno por tubería, se observa que a medida que la distancia de distribución aumenta, las tuberías son cada vez más competitivas en costes respecto a otros canales de transporte. Sin embargo, una consideración crítica para la distribución de hidrógeno por tuberías es el volumen transportado. Si se necesitan grandes volúmenes, se pueden utilizar tuberías más grandes, lo que reduce el coste del transporte de hidrógeno como se muestra en la figura. En el caso de una tubería que transporta 500 toneladas por día (tpd) de hidrógeno, el

coste unitario es menor que en el caso de una tubería de 100 toneladas por día (tpd). Para el caso analizado en el presente estudio, la cantidad de hidrógeno transportada es muy inferior y el coste de su transporte aumentaría considerablemente.

En la siguiente figura, se muestra un estudio realizado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de diferentes informes públicos (Hydrogen Council 2020 y IEA 2019) en el que se analiza el coste de preparación (conversión de hidrógeno gas a hidrógeno líquido u otros vectores energéticos, o compresión de hidrógeno gas), el coste de transporte, a 300 km, en cada una de las diferentes vías mencionadas con anterioridad y el coste de reconversión a hidrógeno de amoníaco y líquidos orgánicos.

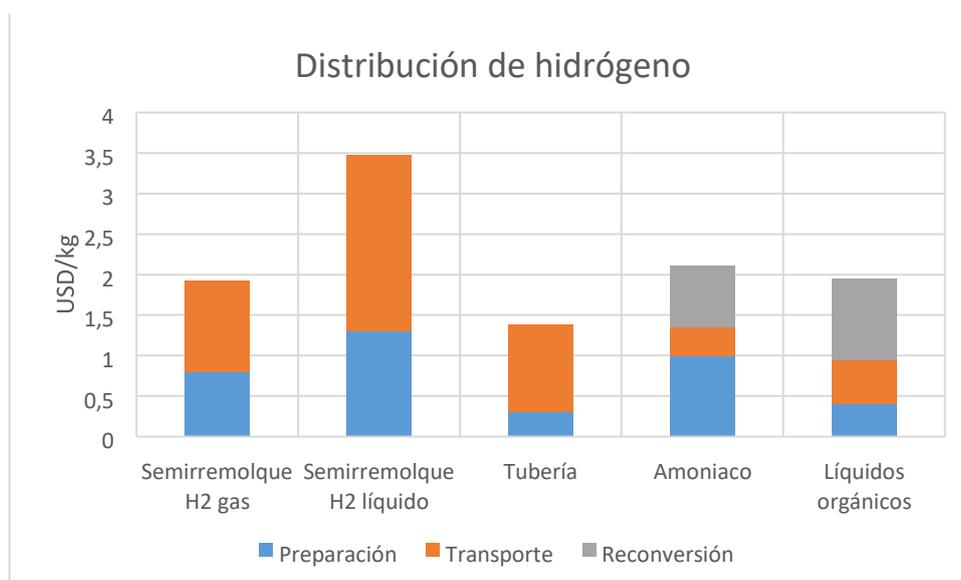


Figura 62. Estudio de costes de preparación, transporte y reconversión de hidrógeno.

Fuente: Estudio elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

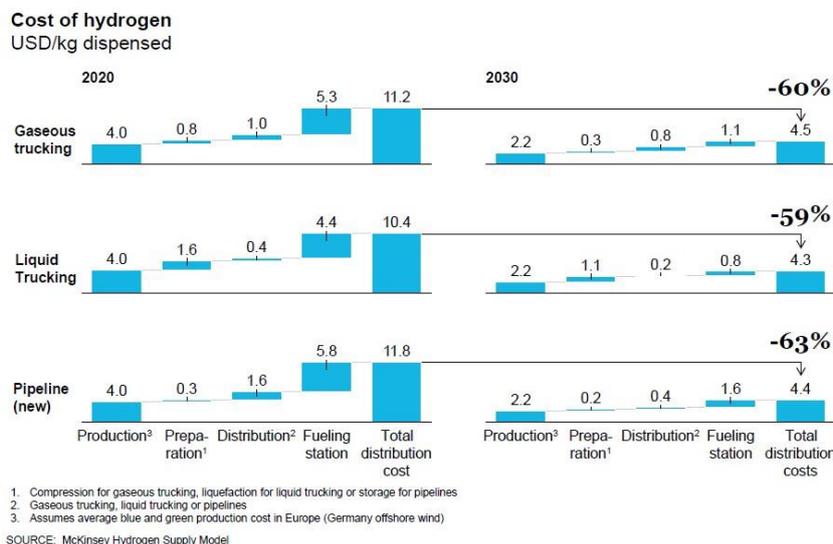
Se observa que la opción más económica es el transporte por tubería, sin embargo, como se mencionaba anteriormente, para transporte de cantidades pequeñas de hidrógeno (<1 tonelada día) el coste de distribución es muy superior al mostrado en la figura. No se han encontrado referencias sobre el coste de distribución en escalas menores a 100 toneladas día.

**En la escala estudiada, aproximadamente 500 kg de hidrógeno y 300 km de distribución, la opción más económica es la distribución en semirremolque de hidrógeno gas, con un coste aproximado de 1,9 USD/kg (coste asociado a la preparación y transporte del hidrógeno).**

Según Hydrogen Council, el coste de la preparación y transporte del hidrógeno en semirremolque gas disminuirá hasta 1,1 USD/kg para 2030, es decir, una reducción del 42% del coste.

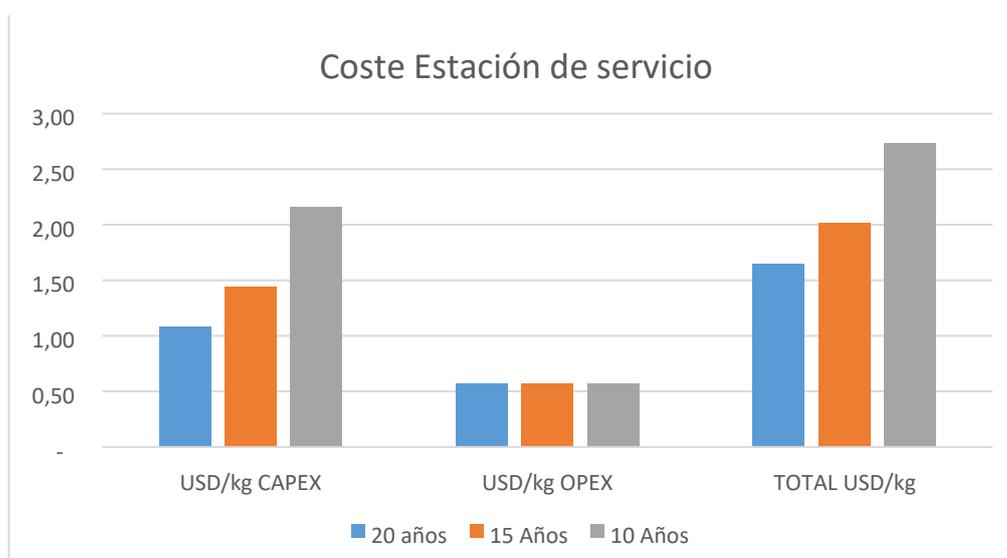
Sobrecoste dispensado de H<sub>2</sub>.

El sobrecoste de dispensado de hidrógeno está principalmente condicionado a la configuración de estación de repostaje seleccionada. Como se muestra en la Figura 63, el coste final en dólares por kilogramo de hidrógeno producido varía en las diferentes configuraciones. Además, esta figura muestra la disminución de costes que se espera para 2030. Se espera que la reducción sea de aproximadamente un 80%.



**Figura 63. Diferentes tipos de estaciones de estaciones de servicio y su coste final en USD/kg. Fuente McKinsey.**

Para el modelo de estación de servicio analizada en el presente estudio, estación de repostaje de hidrógeno de aproximadamente 500 kilogramos de hidrógeno al día, se ha utilizado una media del coste ofertado por los fabricantes contactados. A partir de este valor, se ha analizado el coste de inversión (CapEx) y el coste de operación (OpEx) de la estación de repostaje para calcular el sobrecoste final asociado al dispensado del hidrógeno en el vehículo.



**Figura 64. Sobrecoste de dispensado de hidrógeno**

El CapEx medio de una estación de repostaje a partir de las ofertas analizadas es de aproximadamente 6570 dólares por kilogramo dispensado al día para estaciones entre 400 y 800 kilogramos de hidrógeno diarios. A partir de este valor se puede determinar el tamaño de inversión de una estación completa, la cual incluirá:

- Compresores de hidrógeno para almacenar a alta presión.
- Sistemas de almacenamiento a la presión requerida 450-500 bar.
- Sistemas de dispensado y gestión del pre-cooling si fuese necesario.
- Sistema de dispensado.

Para el cálculo del coste final de dispensado se ha tenido en cuenta las siguientes premisas:

- Obra civil: 5% del CapEx.
- Ingeniería: 10 % del CapEx.
- Instalación: 5% del CapEx.
- Amortización en 10, 15 y 20 años.

También se ha tenido en cuenta los siguientes costes de operación:

- Mantenimiento anual: 2,28% del CapEx basado en el promedio de la información aportada por fabricantes.
- Energía eléctrica consumida en la compresión de hidrógeno: 3kWh/kg comprimido
- Energía eléctrica consumida en la etapa de pre-cooling: 0,5kWh/kg

Para el modelo de negocio realizado se ha simplificado el coste de la electricidad, utilizando un coste de 50 USD/MWh.

Cabe destacar que, dentro del modelo, no se han incluido operarios, ni costes de financiación.

Los resultados obtenidos muestran que el sobrecoste en dispensado de hidrógeno es de 2,73 USD/kg de hidrógeno para estaciones de repostaje con una amortización a 10 años, mientras que se observa que aumentar la amortización de la estación a 20 años supone una reducción del coste hasta alcanzar un valor de 1,65 USD/kg de hidrógeno.

#### **Modelo de Negocio de estación de suministro de hidrógeno y su uso en autobuses.**

El modelo de negocio presentado aborda desde la producción de hidrógeno hasta el coste final del kilómetro recorrido. Para ello, el coste final del hidrógeno se va a presentar de forma seccionada por las diferentes etapas implicada en el proceso, desde la producción hasta el uso en el vehículo.

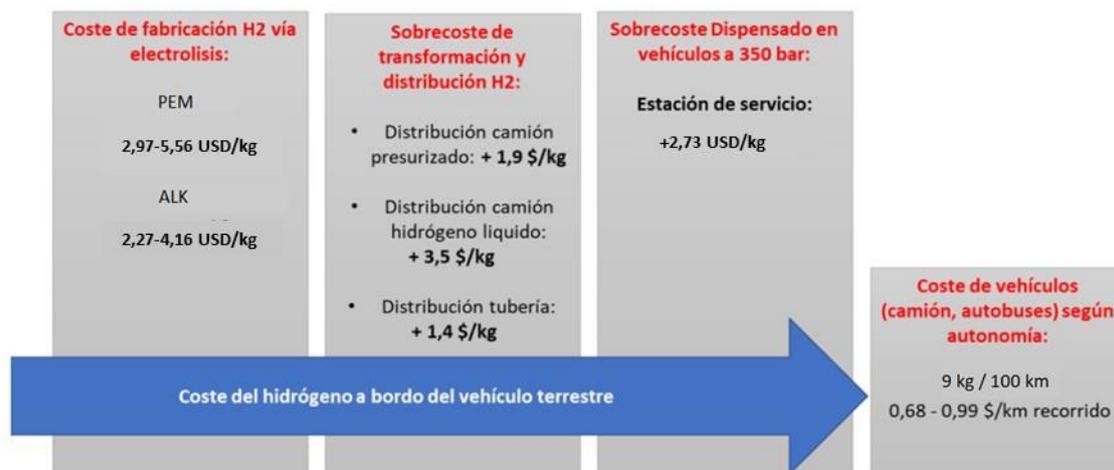


Figura 65. Resumen de costes del hidrógeno desde la etapa de producción al dispensado de hidrógeno y coste a bordo del vehículo.

La división está propuesta en las siguientes secciones:

#### Producción de hidrógeno verde.

Se ha tenido en cuenta el coste medio entre tecnologías y países, definiendo un valor de 3,72 USD/kg.

Para esta sección se utilizará como referencia los datos aportados del entregable 1. Se ha realizado una media de los valores máximos y mínimos que se obtuvieron en el Entregable 1:

- Tecnología PEM. coste: 2,97-5,56 USD/kg
- Tecnología Alcalina. coste: 2,27-4,16 USD/kg

#### Almacenamiento y distribución hasta la estación de servicio.

Para esta sección se ha tenido en cuenta los diferentes escenarios que aportan entidades de referencia como la AIE, FCH JU, McKinsey e IRENA, los cuales permiten conocer estimaciones de coste de distribución de las diferentes alternativas. El sobrecoste de referencia para cada una de estas alternativas es el siguiente:

- a. Si se asume distribución en semirremolque presurizado es necesario añadir un sobrecoste de 1,9 USD/kg.
- b. Si se asume distribución en semirremolque con hidrógeno líquido es necesario añadir un sobrecoste de 3,5 USD/Kg
- c. Si se asume distribución por tubería es necesario añadir in sobrecoste de 1,4 USD/Kg.

#### Estación de servicio de hidrógeno (HRS).

Para el sobrecoste asociado al dispensado del hidrógeno en la estación de repostaje se ha considerado una HRS con una amortización a 10 años. En este caso, los resultados obtenidos en el análisis expuesto en la sección anterior del documento muestran que el sobrecoste en dispensado de hidrógeno es de 2,73 USD/kg de hidrógeno.

*Coste a bordo del vehículo*

Finalmente, para calcular adecuadamente el modelo de negocio de suministro de hidrógeno para autobuses propulsados por pila de combustible, se ha realizado un cálculo basado en precios de referencia procedentes de la FCH JU (se ha tomado una referencia de 600.000 USD). Se ha definido una premisa de autobús de 12-14 metros articulado.

Se han tomado estas características en función de la siguiente información:

- Autonomía del autobús mínima/media/alta medido en horas: 8/9/12 horas
- Vida útil del sistema de pila de combustible mínima/media/alta medido en horas: 7.000/25.000/50.000 horas
- Dimensión del tanque de almacenamiento: 30kg a 350 bar
- Mantenimiento anual del 10%

Con estos datos y los datos de la estación de repostaje, se ha calculado el número de autobuses que podrían repostar en una HRS de 500 kg. Los resultados obtenidos indican que una HRS de 500 kg diarios de hidrógeno puede abastecer a 16 autobuses.

Además, se ha realizado un análisis de los kilómetros que un autobús podría realizar con un depósito de hidrógeno, resultando en aproximadamente 330 km los cuales podría circular diariamente. Teniendo en cuenta una vida media del autobús de 25.000 horas, la vida media estimada del autobús sería de 8,2 años.

A partir de los análisis realizados y los resultados obtenidos, se ha realizado un estudio de diferentes alternativas, calculando el coste del kilómetro recorrido por cada autobús sin tener en cuenta operarios ni financiación. Este coste es de entre 0,66-0,96 USD/km recorrido.

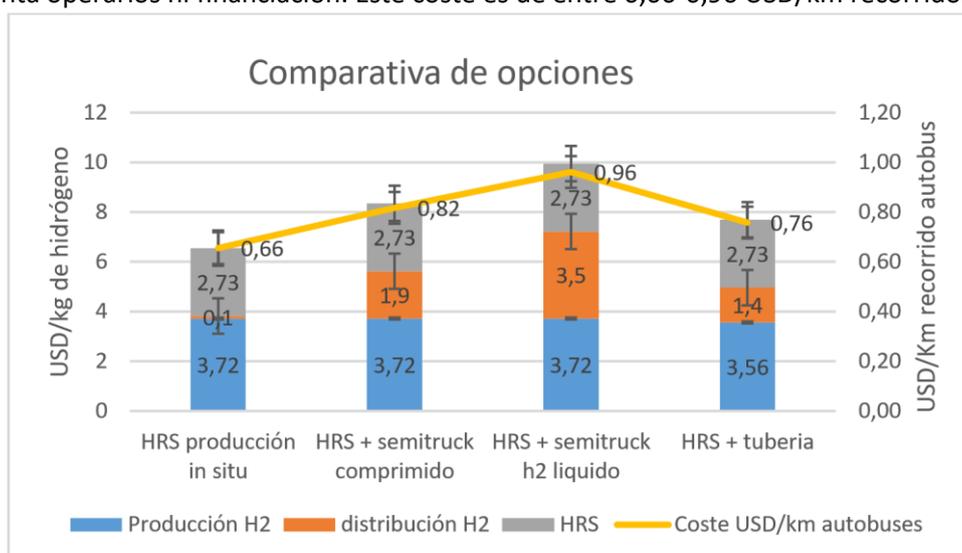


Figura 66. Grafica comparativa entre coste final del H<sub>2</sub> y coste de kilómetro recorrido.

En la figura se puede observar las diferentes opciones de proceso para obtener un coste final de dispensado de hidrógeno y su influencia en el coste por kilómetro recorrido para un autobús. Así, se observa que **la opción más ventajosa es instalar un electrolizador en la misma ubicación de la estación de repostaje para evitar el sobrecoste de distribución. En este caso el coste de final sería de aproximadamente 6,55 USD/kg y un coste por kilómetro recorrido de 0,66 USD/km.**

#### Descripción de la posible ingeniería preliminar de la planta y layout.

En la sección 3 de este documento se ha presentado una descripción de los componentes de la estación de repostaje de hidrógeno a instalar. En este epígrafe se detalla para cada componente las especificaciones técnicas de cada uno de ellos:

#### Sistema de compresión

El sistema de compresión recomendado será un compresor de diafragma mecánico capaz de aumentar la presión del hidrógeno hasta 500 bar para posteriormente alcanzar la presión requerida en el depósito del vehículo, 350 bar. Las características y especificaciones del sistema de compresión son las siguientes:

Tabla 17. Características y especificaciones del sistema de compresión.

Características y especificaciones	
Tipo de sistema de compresión	Compresor de diafragma mecánico
Presión mínima	30 bar
Presión de salida	500 bar
Capacidad de compresión	500 kg/día
Número de compresores	A definir por el proveedor

### Sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento a utilizar deberá constar de depósitos a baja y media presión para realizar un “repostaje por sobrepresión”, aprovechando la diferencia de presiones entre el almacenamiento y el depósito del vehículo. Las características y especificaciones del sistema de almacenamiento son las siguientes:

Tabla 18. Características y especificaciones del sistema de almacenamiento.

Características y especificaciones	
Tipo de depósitos	Tipo II <sup>2</sup>
Presión de almacenamiento	500 bar
Presión de salida	500 bar
Capacidad de almacenamiento	A definir por el fabricante de HRS. Suele ser el doble-triple de la capacidad a suministrar
Número de depósitos	A definir por el fabricante de la HRS

### Sistema de pre-enfriado

El sistema de pre-enfriado será diseñado por el fabricante de la HRS y su tamaño dependerá del volumen de hidrógeno. En general, estos sistemas suelen basarse en ciclos de refrigeración de dos etapas. Las características y especificaciones del sistema de pre-enfriado son las siguientes:

Tabla 19. Características y especificaciones del sistema de pre-enfriado.

Características y especificaciones	
Tipo	Refrigerante
Capacidad	A definir por el fabricante HRS

### Dispensador

Por último, la estación de repostaje de hidrógeno requiere la instalación de dispensadores. Habitualmente, se instala un dispensador por cada 4 vehículos. Las características y especificaciones de dispensadores son las siguientes:

<sup>2</sup> Tipo II: la pared metálica interna (acero o aluminio) se refuerza con materiales compuestos de fibra de vidrio o de carbono. Pueden operar a presiones muy elevadas, existiendo en mercado depósitos de este tipo que alcanzan los 1000 bar de presión de operación. El peso de estos depósitos es aún muy elevado, limitando su uso a aplicaciones estacionarias como, por ejemplo, las HRS.

Tabla 20. Características y especificaciones de dispensadores.

Características y especificaciones	
Número de dispensadores	A definir por el fabricante
Tiempo de repostaje	Min. 3,6 kg/min
Presión de salida	350 bar

A continuación, se muestran varias configuraciones de layout existentes:

El primer caso que se expone es un layout de una estación de repostaje con producción de hidrógeno in situ. Esta estación consta de un electrolizador de ITM Power y un compresor de Linde.

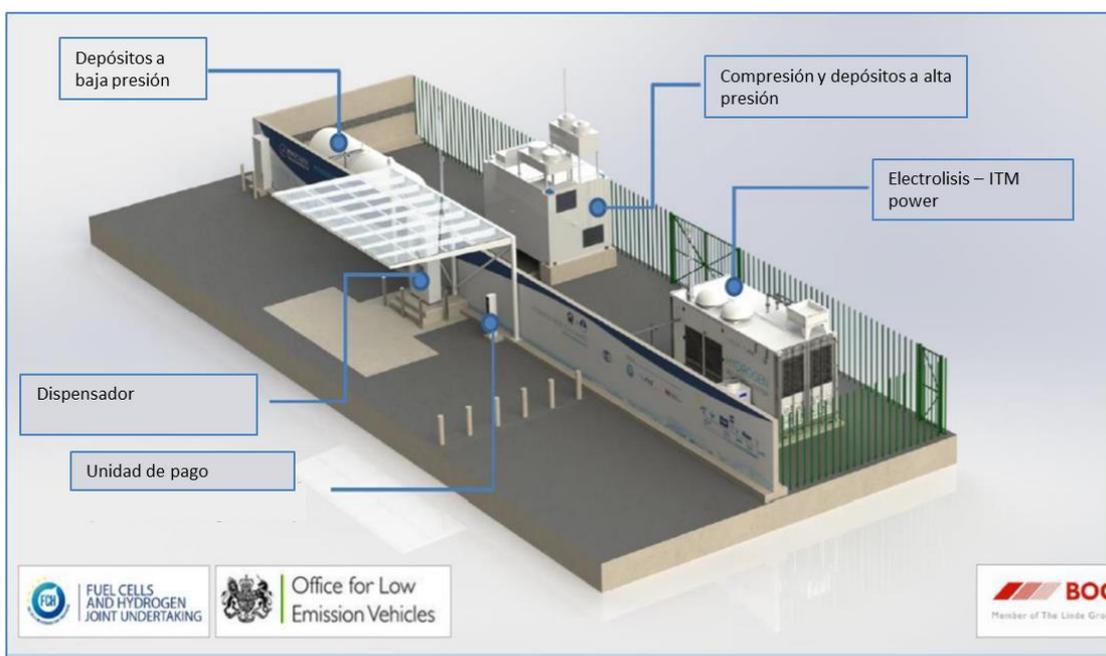


Figura 67. Layout estación de repostaje de hidrógeno con producción in situ

Fuente: FCH JU

Asimismo, se muestra otra estación de repostaje con producción in situ de la entidad Kobe Steel Group.

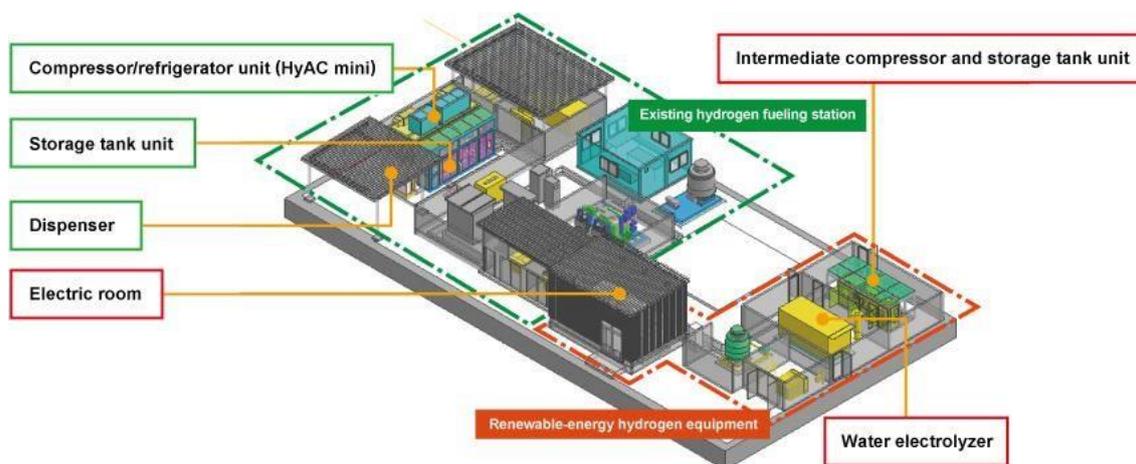


Figura 68. Figura 25. Layout estación de repostaje de hidrógeno con producción in situ 2

## Conclusiones

El Entregable 2 recoge el estudio técnico y económicos para la distribución y dispensado de hidrógeno en estaciones de repostaje a 350 bar para suministrar hidrógeno a buses y camiones propulsados por pila de combustible.

Para ello, se han solicitado ofertas a los principales fabricantes de estaciones de repostaje de hidrógeno y de vehículos pesados, principalmente autobuses, a nivel mundial. Los datos utilizados en el presente entregable proceden de las ofertas solicitadas, de fuentes públicas y de información interna de ARIEMA.

El estudio ha identificado siete posibles configuraciones de estación de repostaje y, posteriormente, se ha centrado en el caso propuesto, una estación de repostaje de hidrógeno de aproximadamente 500 kilogramos de hidrógeno al día a una presión de 350 bar. Para este caso, se recomienda la selección de la configuración I, II y V, y se destaca que la principal diferencia entre estas configuraciones es el suministro de hidrógeno y el tamaño del almacenamiento. El suministro de hidrógeno es el mayor factor diferenciador entre las estaciones de repostaje propuestas, mientras que las diferencias en el tamaño de almacenamiento (baja, media y alta presión) no influyen cuantitativamente en un mayor o menor coste del hidrógeno. Una vez identificada la configuración recomendada, se han detallado las etapas implicadas en el proceso, el suministro del hidrógeno (mediante semirremolque, tubería o producción in situ) y los componentes de la estación de repostaje (panel de distribución desde semirremolques, sistema de compresión, sistema de almacenamiento a distintas presiones, sistemas de pre-enfriado (Precooling) y sistema de dispensación).

El análisis de costos presentado para la estación de repostaje seleccionada aborda desde la producción de hidrógeno hasta el coste final del kilómetro recorrido. En el Entregable 2 se ha presentado un estudio seccionando todos los subsistemas que suponen un sobrecoste en el coste final del hidrógeno. Para la producción de hidrógeno, se ha tenido en cuenta el coste medio entre tecnologías y países, definiendo un valor de 3,74USD/kg. Para el almacenamiento y distribución se ha asumido un coste de 1,9 USD/kg en semirremolque presurizado, 3,5 USD/Kg en semirremolque con hidrógeno líquido y 1,4 USD/Kg en tubería. Por último, para el dispensado del hidrógeno se ha estimado mediante un análisis CapEx y OpEx que el sobrecoste en dispensado de hidrógeno es de 3,24 USD/kg de hidrógeno para una estación con una amortización a 10 años. Cabe destacar que aumentando la amortización a 20 años se conseguiría un sobrecoste de 2 USD/kg.

A partir de estos datos, se ha realizado un estudio de las diferentes alternativas propuestas (producción in situ, distribución en semirremolque de hidrógeno gas, distribución en semirremolque de hidrógeno líquido y distribución por tubería), calculando el coste del kilómetro recorrido por cada autobús sin tener en cuenta operarios ni financiación. Este coste es de entre 0,68-0,99 USD/km recorrido.

Los resultados de este estudio muestran que la opción más ventajosa es instalar un electrolizador en la misma ubicación de la estación de repostaje para evitar el sobrecoste de distribución. En este caso el coste de final sería de aproximadamente 6,8 USD/kg y un coste por kilómetro recorrido de 0,68 USD/km.

#### Referencias

- FCH JU
- McKinsey
- IRENA
- ISO 19880-1 Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 1: General requirements
- ISO19880-2
- Netbeheer Nederland, 2018
- DNV GL, 2017
- Hydrogen Europe
- [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-HydrogenCompetitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-HydrogenCompetitiveness_Full-Study-1.pdf)
- <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- Kobe Steel Group
- [www.NewBusFuel.eu](http://www.NewBusFuel.eu)
- <https://www.fuelcellbuses.eu/suppliers>
- [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Strategies\\_%20for\\_joint\\_procurement\\_of\\_FCbuses\\_final\\_report.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Strategies_%20for_joint_procurement_of_FCbuses_final_report.pdf)

# Análisis de aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía de hidrógeno en Uruguay y Paraguay

24 NOVIEMBRE 2020

Heymo Ingeniería y Ariema Energía y Medioambiente

**Entregable nº3 “Estudio de  
condicionantes para aplicaciones  
en transporte marítimo-fluvial”**



### 3. Entregable n.º 3: “Estudio de condicionantes para aplicaciones en transporte marítimo-fluvial”

#### Resumen ejecutivo.

El objetivo de este informe es recoger e identificar las rutas de transporte fluvial usadas en Paraguay Uruguay para determinar el potencial y el ejemplo base de tipo de embarcación que se está utilizando en la actualidad.

A partir de la información de las tareas 1 y 2, se permite conocer e identificar las tendencias de coste de producir, transportar y dispensar hidrógeno en vehículos y poder usarla como referencia en el estudio de comparativa entre Diesel, GNL e hidrógeno líquido.

Se ha realizado un análisis de los diferentes estudios que hay sobre hidrógeno en barcos y las comparativas de costes para determinar como de interesante es su posible uso en los actuales barcos fluviales. Con los resultados se ha determinado que es complejo que los barcos de pilas de combustible a hidrógeno líquido puedan llegar a sustituir a los barcos de GNL para el transporte de mercancías en el corto plazo. También se puede intuir que las primeras experiencias deberían ser de barcos de pasajeros porque el sobrecoste de la operación es inferior que en el transporte.

En el documento también se ha planteado las configuraciones técnicas necesarias, así como su descripción de equipos, para transformar un barco con pila de combustible y diferentes sistemas de almacenamiento.

#### Introducción.

El trabajo entregado incluye información sobre el mercado de Paraguay y Uruguay para el diseño e implementación de un mercado de hidrogeno aplicado en el transporte vehicular y también fluvial.

Las variables que se describen son las siguientes para cada país:

- Datos generales de transporte de personas y mercancías por vía fluvial. Incluyendo matrices de origen y destino, tipos de embarcaciones, tipos de combustible y sus respectivos gráficos.
- Datos de personas de contacto de los principales fabricantes de vehículos fluviales en ambos países.
- Análisis del potencial de generación y uso del hidrogeno aplicado a transporte fluvial en Uruguay y Paraguay.
- Análisis de la seguridad para la recarga de remolcadores, vehículos fluviales y autorizaciones necesarias de aguas navegables
- Descripción de posibles rutas y puntos de recarga, descriptos bajo criterios de autonomía y operación. Presentando un mapa de evaluación con 2 posibles rutas.
- Modelos de negocio posibles para la utilización de tecnologías de hidrogeno aplicada al transporte fluvial.

## Transporte Fluvial

## Paraguay (Descripción de Matriz)

*Datos Generales de Transporte de personas y Mercancía Fluvial*

El área del eje hidrovía de Paraguay es un consorcio donde participan Bolivia, Brasil, Paraguay, Uruguay y Argentina en el eje Paraguay – Paraná. La carga hidro viaria involucra el transporte de mercancías y unidades de transporte, para los puertos Cáceres y Puerto de Nueva Palmira, los mismos comprenden los territorios de Argentina y Paraguay, que cruzan como mínimo una frontera entre la aduana de partida y la aduana de destino. También se considerarán cargas que se embarcan y desembarcan en el complejo San Lorenzo y San Martín, Rosario de la República Argentina, utilizando para su traslado el río Paraná y río Paraguay y la infraestructura vial o ferroviaria de la región. Los flujos de origen y destino desde y hacia las hidrovías son escasos, no obstante, se proyectan los flujos posibles.



Figura 69. Puertos de la Hidrovía Paraguay – Paraná.

*Matriz de Origen y Destino*

Los siguientes cuadros reflejan los flujos de origen y destino de las cargas que utilizan las Hidrovías Paraguay

– Paraná y Paraná -Tiete.

Tabla 21. Tipos de cargas, origen y destinos.

Productos	Origen	Destino	Toneladas	Toneladas Totales
Porotos de Soja	Paraguay	Rosario/San Martin	668.295	<b>1.187.025</b>
	Paraguay	Nueva Palmira	518.730	
Harinas y Pellets	Paraguay	Rosario/San Martin	272.800	<b>35.992</b>
	Paraguay	Nueva Palmira	87.120	
Aceites	Paraguay	Rosario/San Martin	140.000	<b>140.000</b>
Gas Oil	Argentina	Paraguay	1.240.000	<b>1.240.000</b>
Naftas y Otros	Argentina	Paraguay	195.000	<b>195.000</b>
Azúcar	Varios	Varios	50.300	<b>50.300</b>
<b>Total</b>				<b>2.848.317</b>

Fuente: Consorcio De integración de Hidrovía

Cargas transportadas en el 2006.

Tabla 22. Cuota de productos transportados.

Productos	%	Toneladas
Hierro y Manganeso	27,00	<b>3.510.000</b>
Soja	24,00	<b>3.120.000</b>
Combustibles	19,00	<b>2.470.000</b>
Subproductos	18,00	<b>2.340.000</b>
Carga General: Azúcar y Productos Forestales	6,00	<b>780.000</b>
Clinker	3,00	<b>390.000</b>

Otros Granos	3,00	390.000
<b>Total</b>	<b>100,00</b>	<b>13.000.000</b>

Fuente: Comisión Permanente del Transporte de la Cuenca del Plata

El incremento entre 2002 y 2006 es del 63% siendo un incremento de 8 millones de toneladas a 13 millones de toneladas, siendo de los mayores incrementos a nivel mundial.

El producto de mayor importancia es el del hierro, manganeso y la soja seguido por el transporte de combustibles fósiles. En el caso del hierro y manganeso su tonelaje registro un aumento del 150% en dicho rango, la soja se duplico al igual que los subproductos y los combustibles incrementaron, pero en menor escala.

Se podría decir que los productos que lideran el transporte fluvial son la soja, hierro y manganeso, los cuales se esperan que sigan creciendo a lo largo de los años.

A continuación, se detallan los transportes por Hidrovía Paraná – Tiete:

Tabla 23. Productos transportes por Hidrovía Paraná

Origen	Destinos	Km	Toneladas	Principales productos
Guaira	Salto del Guaira	10	7.266	Cubiertas y maquinas
Guaira	Salto del Guaira	10	101.915	Calcáreos y fertilizantes
Porto Itaipu Pora	Trav. Santa Helena	30	Sin datos	Sin datos
Salto del Guaira Teresa	Guaira	10	349.937	Soja, Maíz, trigo, carbón, carne, arroz
Porto Itaipu Pora	Santa Helena	30	242.516	Soja, maíz, trigo, mandioca, arroz
Hernandyara y La xuxa	Sao Gimao	1100	0	Trigo
Hernandyara y La xuxa	Santa María da Serra	1100	11.850	Soja y Trigo
Hernandyara y La xuxa	Panorama	590	0	Viaja Solo
<b>Total</b>		<b>2880</b>	<b>713.484</b>	

Fuente: Administración de Hidrovías de Paraná.

Se puede observar un claro declive en las exportaciones en Paraguay entre el 2002 y 2004, no obstante, el Instituto de Estadísticas de los Países de la Cuenca del Plata presento el siguiente calculo y previsión.

Tabla 24. Anuario estadístico 2004 DGEEC.

Productos	Año 2005		Año 2010		Año 2020	
	Exportaciones	Hidrovia	Producción	Hidrovia	Producción	Hidrovia
<b>Soja, granos y harina</b>	3.9850,16	4,87	4.394,41	5,38	5.356,76	6,55
<b>Maderas y Papel</b>	279,33	79,84	308,40	88,15	375,94	107,45
<b>Combustibles</b>	1.162,07	1162,56	1.283,82	1.283,82	1.563,99	1563,99
<b>Aceites</b>	223,96	58,78	247,27	69,90	301,42	79,11
<b>Otros Productos</b>	1.188,06	51,56	1.311,82	56,93	1.599,11	69,40
<b>Total</b>	<b>6.833,52</b>	<b>1357,12</b>	<b>7.544,92</b>	<b>1.498,37</b>	<b>9.197,22</b>	<b>1.826,51</b>

El transporte hidro viario contiene los propios tramos de la hidrovía y a todos los tramos carreteros necesarios para vincular las zonas con las mismas, es decir que los tramos carreteros actúan como alimentadores de la hidrovía, pero no como competidores. El modo carretero incluye todos los tramos de este tipo y omite la hidrovía y ferrocarriles. El transporte de soja por hidrovía tiene una tarifa de 0,6 a 0,9 centavos US\$/TnKm. En tanto el mineral de Hierro se transporta con una tarifa que varía entre 0,4 a 0,6 centavos US\$/TnKm. Según la época del año con un valor más alto cuando coincide con el pico de transporte de la soja. En cuanto al petróleo y sus derivados lo ubican entre 1,7 a 2 centavos US\$/m3 Km.

Los costos en hidrovía son bastante variables, oscilando entre US\$ 0,0143 y US\$ 0,0043/TKU en las condiciones naturales, sin proyecto y los calculados en US\$ 0,0094 a US\$ 0,0027/TKU acorde a obras ejecutadas. El transporte de Petróleo en el puerto de Villa Elisa Paraguay tiene costos elevados debido a que la distancia es corta, de 161 km.

Los costos de transporte de contenedores reflejan la dificultad en descargar en Asunción el peso muerto transportado, correspondiente al propio contenedor. Incluye también en los costos el número de barcazas Convoy que son alrededor de 16 a 20, el sentido de trafico de las barcazas cargadas, si van a favor o en contra de la corriente y el número de desarme de convoyes en el tramo.



Figura 70 Tramo en azul desde San Antonio y Villa Elisa Hasta Asunción

### *Tipos de Embarcaciones*

#### Barcazas Convoy

Cada Barcaza desplaza 1500 toneladas aproximadamente. Se dispone de un conjunto de estas arriostradas y empujados por un remolcador de empuje vinculándose las barcazas en un convoy de 20 de ellas aproximadamente. Por cada caballo de potencia (hp) del remolcador se estima que puede mover entre 6 a 15 toneladas métricas dependiendo de la configuración, las condiciones del medio y otros factores.

A partir de 2016 Argentina, Uruguay y Paraguay, acordaron permitir la navegación de trenes de barcazas de hasta 24 mil toneladas métricas por la Hidrovía Paraná – Paraguay.

La medida busca mejorar la competitividad del transporte fluvial con convoyes de barcazas de hasta 290 metros x65 metros. Atendiéndose las barcazas tipo Mississippi de 11 metros de manga por 60 metros de largo. Dicho acuerdo permitió aumentar a 24mil toneladas el transporte, permitiendo la reducción de 1 dólar por tonelada. También benefició el transporte de combustible con destino Paraguay que se descargan su producto de buques tanque de ultramar.

El modo hidro viario es el medio de transporte más eficiente, ya que el costo-tonelada-kilómetro es menor que sus contrapartes terrestres. Una barcaza tipo Mississippi puede cargar 1600 toneladas de carga que corresponde a 40 vagones de ferrocarril u 80 camiones con la misma carga.

En aproximación al transportar una tonelada métrica por litro de combustible Diesel se recorre 251 km en barcaza en relación con los 101 de ferrocarril y los 29 km en camión. Viéndolo desde 1 HP se transportarían 22.2 Tn por la hidrovía frente a 7,4 de ferrocarril.

Una tonelada de carga por 1000km una barcaza consume 3,74 litros de Diesel frente a los 8,26 del tren y los 32,25 del camión.



Figura 71. Ejemplo de Barcaza Convoy.

*Tipos de Combustible.*

El transporte pesado, sean camiones o transporte fluvial utilizan motores Diesel. *Imágenes*

*anexas*



Figura 72. Hidrovía Paraná-Paraguay.

Fuente: Parlamento MERCOSUR.

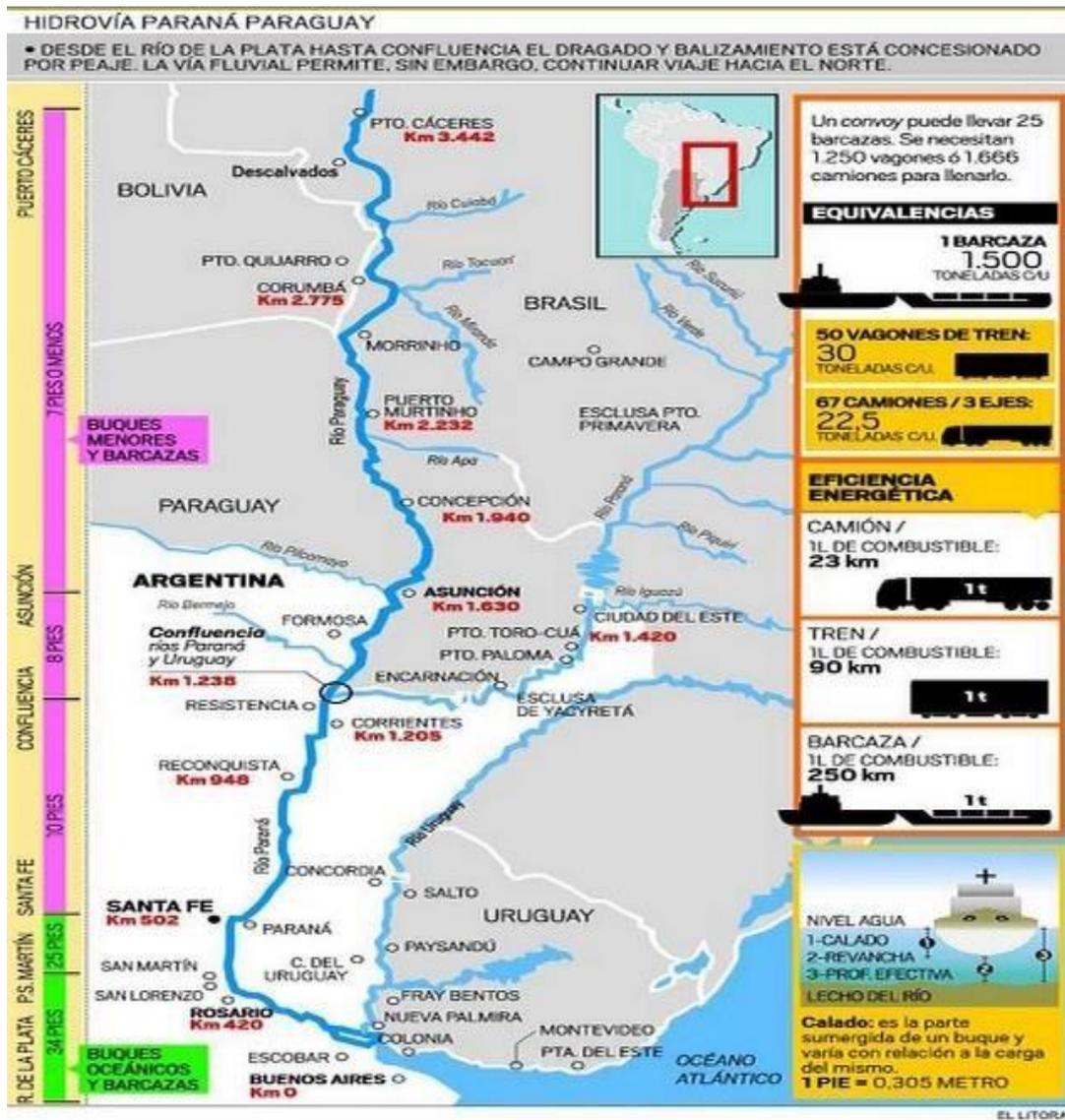


Figura 73. Hidrovía Paraná-Paraguay 2.

Fuente: El litoral

En la Imagen anterior se muestran los detalles de la Hidrovía con el tránsito de barcazas y la respectiva profundidad. La Hidrovía Paraguay – Paraná tiene una distancia de 3.442 km.

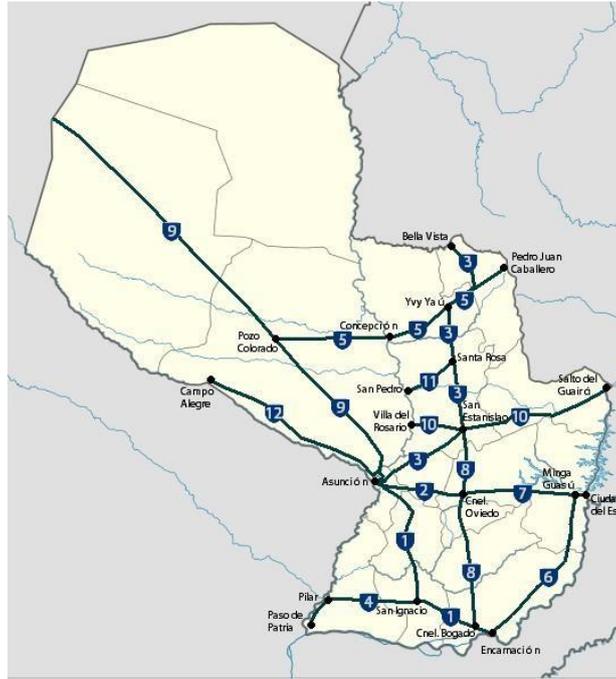


Figura 74. Ruta de Transporte pesado de Camiones en Paraguay.

Transporte por carretera  
•Infraestructura y vehículos de transporte

**Red Vial Primaria y Secundaria**

**Referencias**

- Ruta nacional
- Capital departamental

**Escala**

kilómetros

0 50 100

Fuente: Dirección Nacional de Vialidad

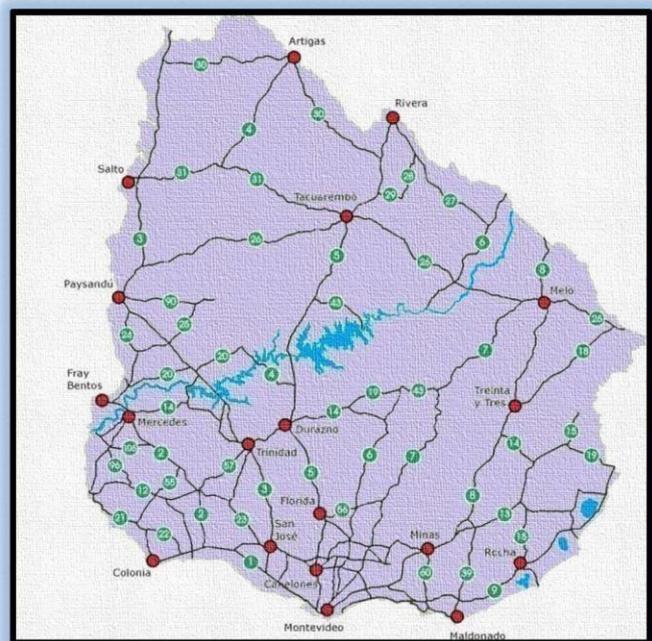


Figura 75. Red vial Primaria y Secundaria de Transporte Terrestre en Uruguay.

La siguiente imagen muestra el detalle de las Hidrovías principales que utiliza Paraguay para su comercio.



Figura 76. Hidrovía Paraná Paraguay 3.

Fuente: Anuario Uruguay

El consorcio de Hidrovía presento el siguiente resumen de tráfico fluvial al 2019:

**ALGUNAS CIFRAS RELEVANTES**

Argentina: Carga total transportada: 554.000.000 t \*

Cabotaje fluvial:	19.096.487
Cabotaje resto del país:	3.903.512
Exportaciones fluviales:	75.860.626
Importaciones fluviales:	9.067.942

\* Por todos los medios de transporte.

**VIAJES ANUALES:**  
Aprox. 13.000 (barcazas)

**TONELADAS TRANSPORTADAS:**  
Aprox. 22.000.000

**TRÁFICO REGISTRADO (t)**

**Aguas arriba**

Bolivia:	469.600
Brasil:	S/D
Paraguay:	4.315.964
<b>Total:</b>	<b>4.785.564</b>

**Aguas abajo**

Bolivia:	1.198.396
Brasil:	3.918.529
Paraguay:	13.438.654
<b>Total:</b>	<b>18.555.579</b>

Fuente: Subsecretaría de Puertos y Vías Navegables de la Nación

Figura 77. Cargas totales.

Fuente: Subsecretaria de Puertos y Vías Navegables de Paraguay

El flujo comercial sentido norte:

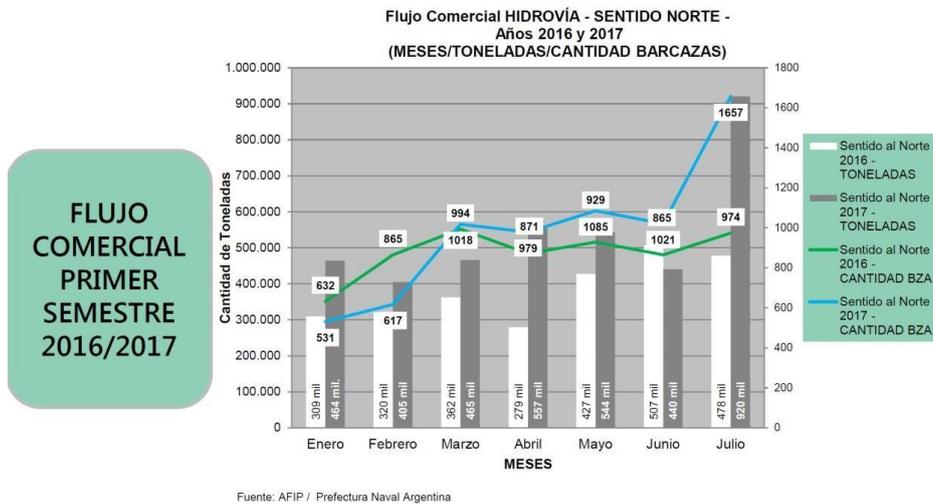


Figura 78. Flujo Comercial con Sentido Norte.

Fuente: Prefectura Naval Argentina

Flujo comercial sentido sur:

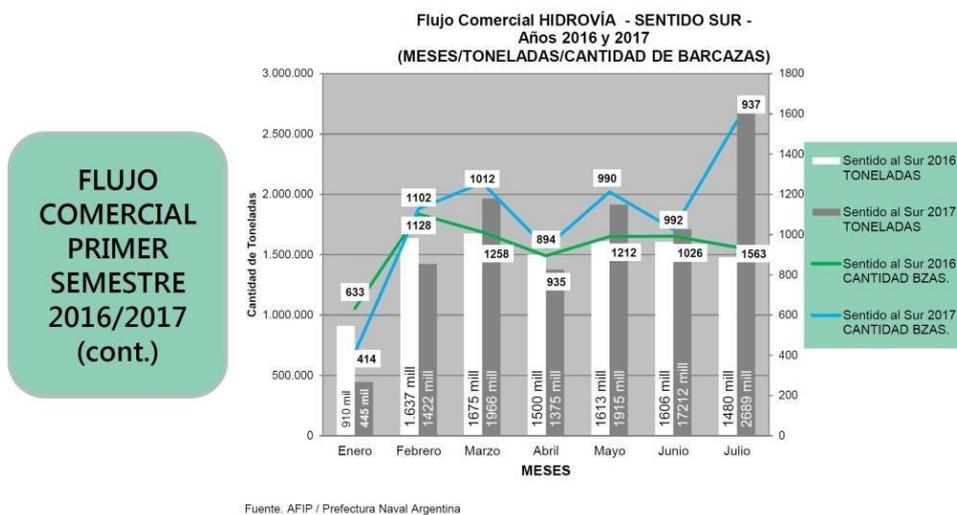


Figura 79. Flujo Comercial con Sentido Sur 2.

Fuente: Prefectura Naval Argentina

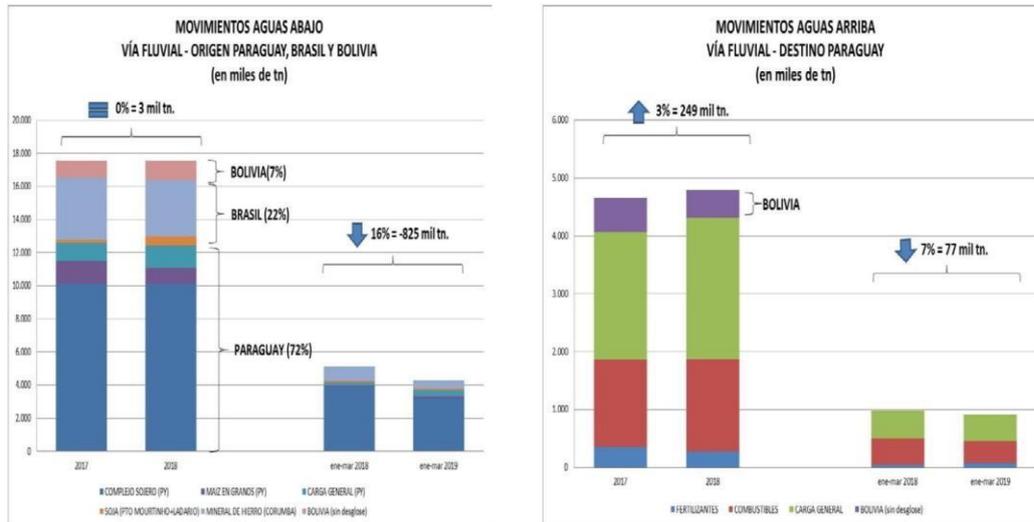


Figura 80. Movimientos Fluviales de Carga.

Fuente: Prefectura Naval Argentina

### Uruguay (Descripción de Matriz)

#### Datos Generales de Transporte de Personas y Mercancías Fluvial.

Los movimientos de carga por transporte fluvial para el caso de Uruguay se llevan a cabo por el Río Uruguay. Las cargas que se mueven en el río Uruguay desde el litoral han alcanzado un total de 728.550 toneladas para el 2015, donde el 65,66% corresponde a exportaciones, 17,26% a desembarques por importaciones y 17,08% restante a cargas en tránsito. Las cargas usualmente se mueven desde y hacia el Puerto de Nueva Palmira en el Uruguay sobre la desembocadura del Río Uruguay, el único puerto uruguayo que se incorpora en la Hidrovía Paraguay – Paraná y cuya carga es considerada en su mayoría como parte de la carga hidro viaria. En los siguientes subgrupos se proceden a detallar los principales movimientos de puertos del Uruguay, movimientos de buques, movimientos de cargas y de pasajeros y vehículos.

Matriz de Origen y Destino.

Los principales puertos de Uruguay son:



Figura 81. Puertos Uruguay.

Fuente: Anuario Transporte

El próximo cuadro muestra el arribo de buques por puerto:

Puerto	2014	2015
Colonia	3.638	4.113
Fray Bentos	157	172
J. Lacaze	51	47
Montevideo	4.601	4.365
Cabotaje y Ultramar	2.048	2.114
Pesca	1.701	1.426
Cruceros	127	115
Montevideo - Bs. As.	678	691
Otros	47	19
N. Palmira	....	....
Paysandú	....	....
Salto	....	....
<b>TOTAL</b>	<b>8.447</b>	<b>8.697</b>

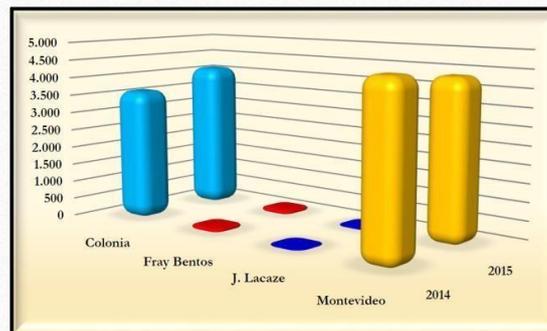


Figura 82. Movimientos por Puerto.

Fuente: Anuario Estadístico Uruguay

Los arribos detallados en el Puerto de Montevideo por tipo y año son:

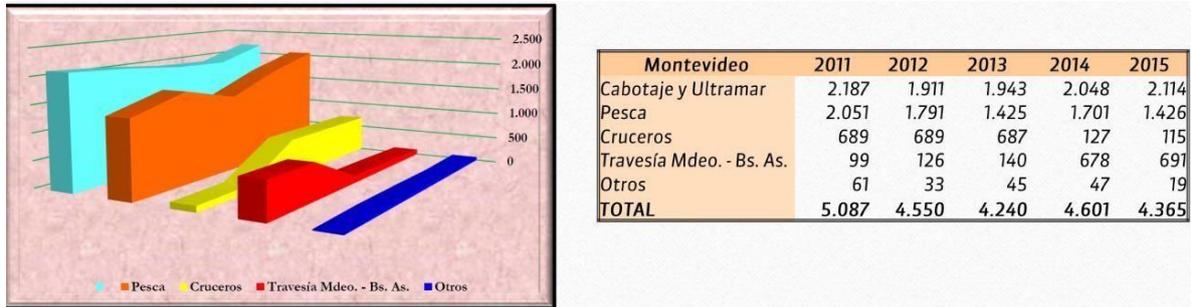


Figura 83. Arribos en Montevideo.

Fuente: Anuario Estadístico

Las llegadas de buques de ultramar y cabotaje al Puerto de Montevideo, por año según categoría son:

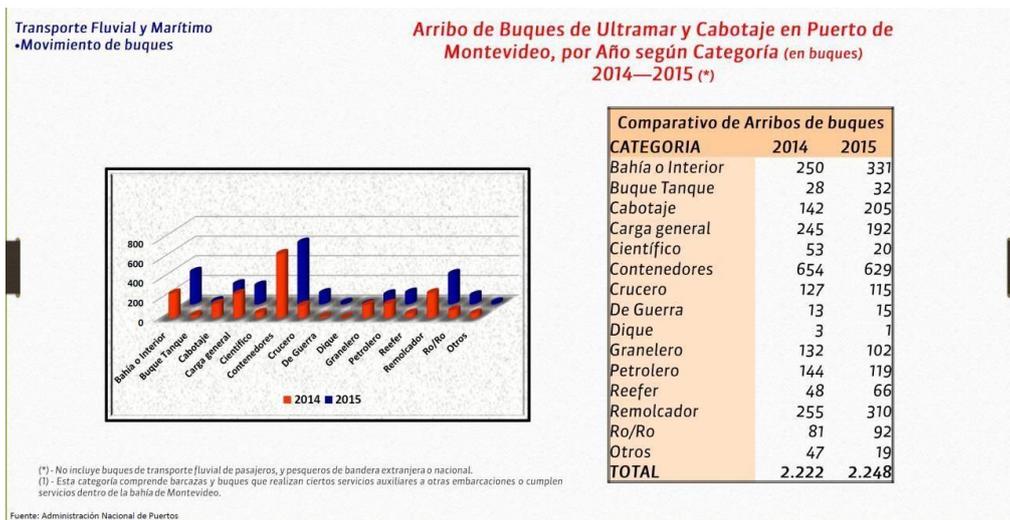


Figura 84. Arribo de Buques de Ultramar y Cabotaje en Montevideo.

Comparativo de Arribos de buques por Categoría					
CATEGORIA	2011	2012	2013	2014	2015
Balizador	29	18	9	4	-
Barcaza	76	69	109	146	204
Buque Tanque	25	6	18	28	32
Cablero	2	-	-	5	-
Cabotaje	202	171	76	142	205
Carga general	197	165	253	245	192
Científico	24	44	142	53	20
Contenedores	1027	794	709	654	629
Crucero	99	126	140	127	115
De Guerra	19	10	20	13	15
Dique	-	-	2	3	1
Draga	3	7	14	32	16
Embar.Deportiva	-	2	1	-	-
Fluvial pasajeros	689	689	687	678	691
Granelero	135	124	134	132	102
Grúa Flotante	2	-	1	6	3
Pesquero	2.051	1.791	1.425	1.701	1.426
Petrolero	255	252	164	144	119
Reefer	25	27	16	48	66
Remolcador	118	115	203	255	310
Ro/Ro	88	81	84	81	92
Tráfico Bahía	21	59	33	104	127
<b>TOTAL</b>	<b>5.087</b>	<b>4.550</b>	<b>4.240</b>	<b>4.601</b>	<b>4.365</b>

Figura 85 Arribos por Buques.

Fuente: Anuario Estadístico

El Movimiento del puerto de Montevideo en toneladas es de:

Año	TOTAL	Terminales ANP	Terminal ANCAP (1)
2011	11.298.194	11.298.194	....
2012	11.174.957	9.708.672	1.466.285
2013	10.576.732	10.576.732	....
2014	10.698.145	10.698.145	....
2015	10.534.961	10.534.961	....

Figura 86. Movimiento en Toneladas.

Fuente: Anuario Estadístico

El movimiento de las cargas en el Puerto de Montevideo en toneladas es de:

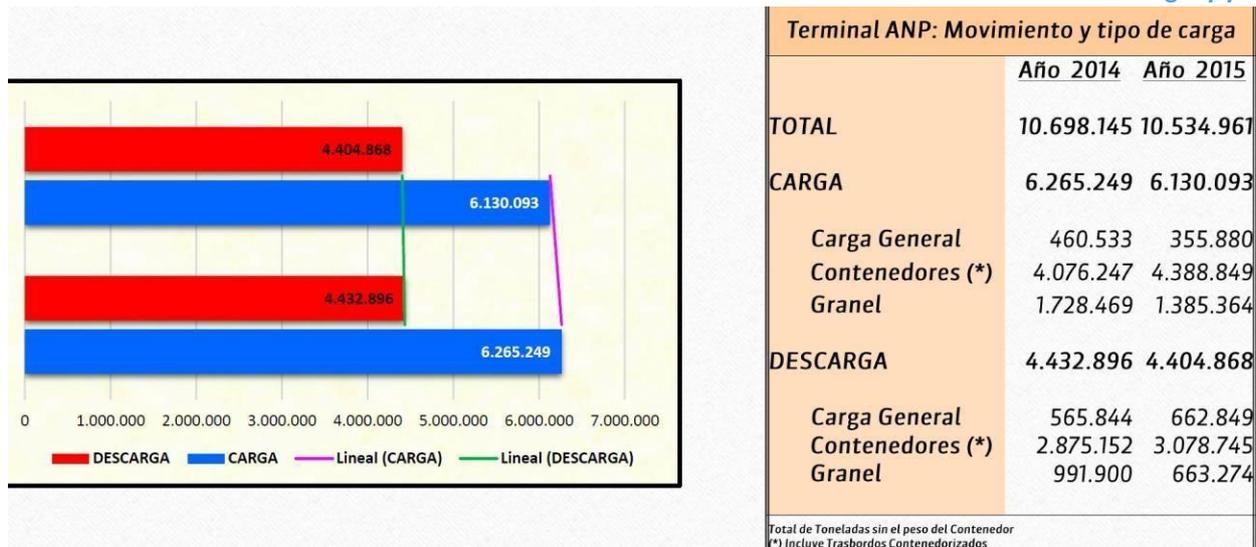


Figura 87. Tipos de Cargas.

Fuente: Anuario Estadístico

El movimiento de contenedores por año es de:

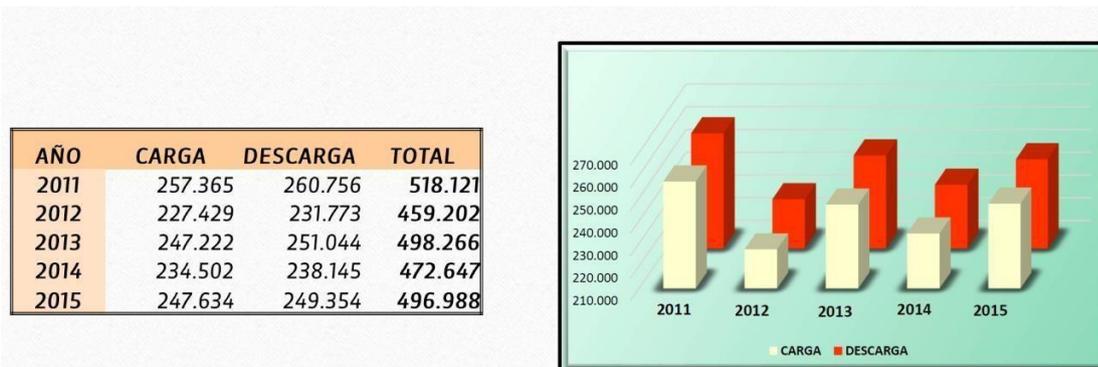


Figura 88. Cargas y Descargas.

Fuente: Anuario Estadístico

Los movimientos de contenedores en el puerto de Montevideo por año según el movimiento operacional y comercial:

Movimiento y Operación Comercial	2014	2015
<b>CARGA</b>	<b>234.502</b>	<b>247.634</b>
Exportación	93.729	90.223
Tránsito	4.044	4.542
Trasbordo	73.143	90.546
Vacios	43.569	39.781
Trasbordo Vacios	20.017	22.542
<b>DESCARGA</b>	<b>238.145</b>	<b>249.354</b>
Importación	82.697	89.816
Tránsito	24.257	19.375
Trasbordo	74.333	79.806
Vacios	36.575	41.613
Trasbordo Vacios	20.283	18.744
<b>TOTAL</b>	<b>472.647</b>	<b>496.988</b>

Figura 89. Movimientos de Operación.

Fuente: Anuario Estadístico

El movimiento de contenedores en Puertos del Interior, por año según movimiento y operación comercial en contenedores es:

Puerto y Operación Comercial	2014	2015
<b>COLONIA</b>	<b>59.322</b>	<b>33.948</b>
Exportación	9.055	3.911
Importación	38.494	21.635
Tránsito	11.773	8.402
<b>FRAY BENTOS</b>	<b>1.745.564</b>	<b>2.018.849</b>
Exportación	58.973	41.902
Importación	0	14.542
Tránsito	107.807	23.718
Trasbordo	1.578.784	1.938.687
<b>JUAN LACAZE</b>	<b>117.429</b>	<b>120.118</b>
Exportación	0	0
Importación	3.449	0
Tránsito	113.980	120.118
<b>NUEVA PALMIRA</b>	<b>3.335.887</b>	<b>3.345.186</b>
Exportación	824.737	512.096
Importación	320.698	350.174
Tránsito	1.508.158	1.408.293
Trasbordo	682.294	1.074.623

Figura 90 Movimientos y Operación (II).

Fuente: Anuario Estadístico

El movimiento de las cargas en Montevideo en toneladas:

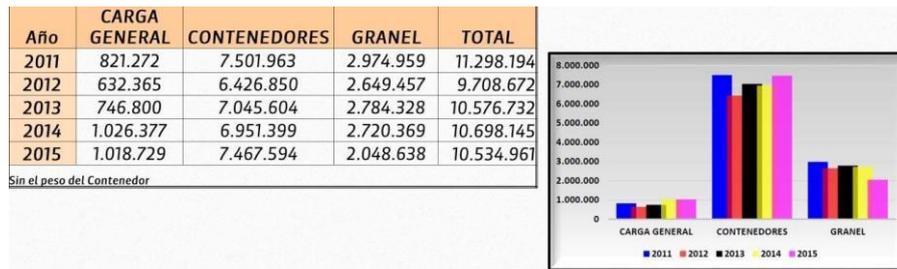


Figura 91. Movimiento de Contenedores.

Fuente: Anuario estadístico

El movimiento de graneles en el puerto de Montevideo según el año en toneladas:

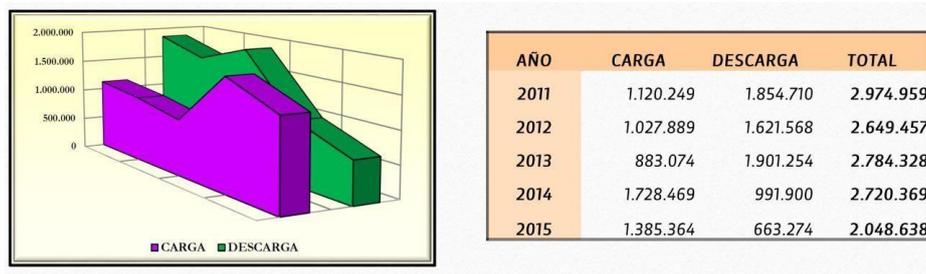


Figura 92. Movimiento de Graneles.

Fuente: Anuario estadístico

El movimiento de graneles en ANP en el puerto de Montevideo por año según el tipo de producto en toneladas:

DESCRIPCIÓN MERCADERIA	2011	2012	2013	2014	2015
Madera	1.678.915	850.508	1.120.794	1.092.562	909.694
Cereales	947.984	1.213.268	962.941	1.139.932	779.571
Semillas y frutos oleaginosos	372.246	531.701	938.779	828.989	733.583
Carne	263.342	294.956	295.799	330.400	320.685
Productos Lácteos y Miel	187.727	214.987	198.849	191.061	197.984
Frutas	131.487	100.848	107.109	124.846	100.538
Combustibles minerales	130.986	42.727	66.918	29.546	1
Pescados, crustáceos y moluscos	86.109	72.700	49.449	60.769	52.178
Alimentos para animales	78.425	71.427	53.479	71.378	87.346
Grasas y aceites	62.509	77.985	64.769	54.131	70.809
Animales vivos	43.167	11.728	10.578	35.119	49.539
Lana	37.484	33.541	41.297	39.820	37.121
Cueros y pieles	31.469	34.284	40.468	35.256	34.412
Plástico	30.532	30.368	21.089	18.547	15.950
Otros de origen animal	23.876	20.999	23.639	23.363	22.003
Productos de la Molinería	22.879	58.848	79.577	68.885	54.902
Piedras preciosas o semipr.	21.899	19.933	20.261	16.395	15.396

Figura 93. Tipos de Mercadería.

Fuente: Anuario estadístico

DESCRIPCIÓN MERCADERIA	2011	2012	2013	2014	2015
Preparados de carne y pescado	9.395	6.208	6.649	6.374	6.900
Plantas y flores	9.394	6.566	3.657	5.921	3.518
Preparados de lácteos y cereales	7.976	5.095	2.538	2.680	2.929
Caucho	7.062	6.743	6.055	5.176	4.979
Productos químicos inorgánicos	6.651	10.940	10.555	9.309	6.049
Sal, Azufre, Piedras, cales y cementos	4.976	4.590	4.756	2.935	2.834
Tabaco	4.537	4.238	3.722	3.924	2.976
Preparaciones de frutas y hortalizas	3.863	4.456	3.521	3.560	6.826
Papel y cartón	2.759	3.152	2.954	2.905	2.393
Pinturas, colorantes	2.158	2.177	2.081	2.462	1.983
Cerámicas	367	27	49	85	75
Fundición hierro y acero	63	834	493	690	794
Abonos	3	16.241	170	170	143
Azúcares y confitería	2	3	4	34	23
<b>SUBTOTAL</b>	<b>4.210.242</b>	<b>3.752.079</b>	<b>4.142.999</b>	<b>4.207.224</b>	<b>3.524.132</b>
Otros	54.849	73.364	72.199	63.498	61.917
<b>TOTAL</b>	<b>4.265.091</b>	<b>3.825.443</b>	<b>4.215.198</b>	<b>4.270.722</b>	<b>3.586.049</b>

Figura 94. Tipos de Mercadería (II)

Fuente: Anuario estadístico

Las toneladas movilizadas por puerto:

Toneladas movilizadas por puerto: Período 2011 - 2015					
PUERTO / AÑO	2011	2012	2013	2014	2015
Montevideo	11.298.194	9.708.672	10.576.732	10.698.145	10.534.961
Nueva Palmira	2.372.323	2.438.527	3.759.384	3.319.954	3.345.186
Fray Bentos	109.354	92.427	626.545	1.745.564	1.907.763
Colonia	97.088	89.702	53.036	59.322	33.948
Juan Lacaze	254.412	152.070	114.381	117.429	120.118
Paysandú	108.477	102.384	139.878	144.998	181.258

Figura 95. Toneladas Movilizadas.

Fuente: Anuario estadístico

Los movimientos de pasajeros por año según puerto en pasajeros:

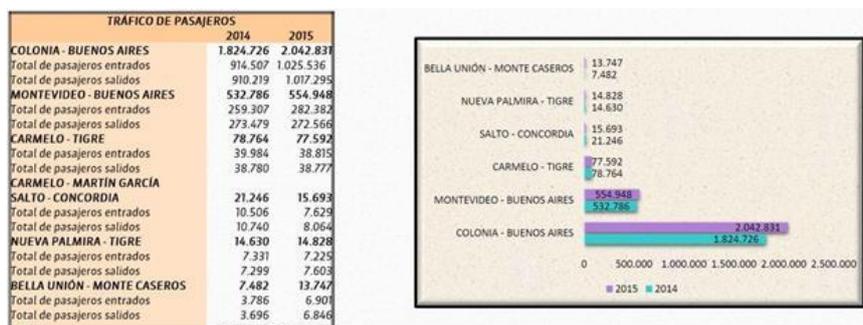


Figura 96. Tráfico de Pasajeros.

Fuente: Anuario estadístico

El movimiento de pasajeros según línea y sentido por año:



Figura 97. Movimiento de Pasajeros.

Fuente: Anuario estadístico

El movimiento de pasajeros embarcados y desembarcados en el puerto de Montevideo:

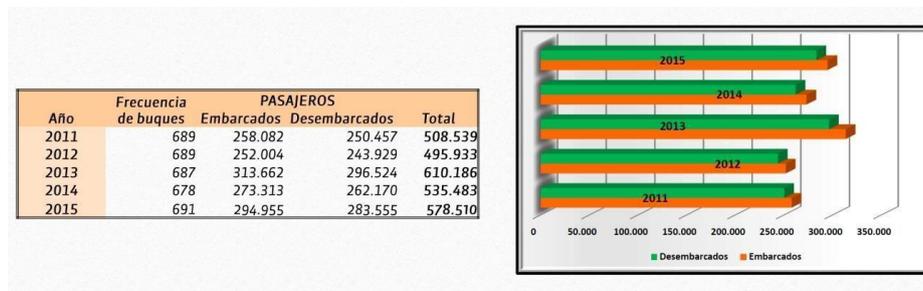


Figura 98. Frecuencia de Buques.

Fuente: Anuario estadístico

El movimiento de vehículos por barco:

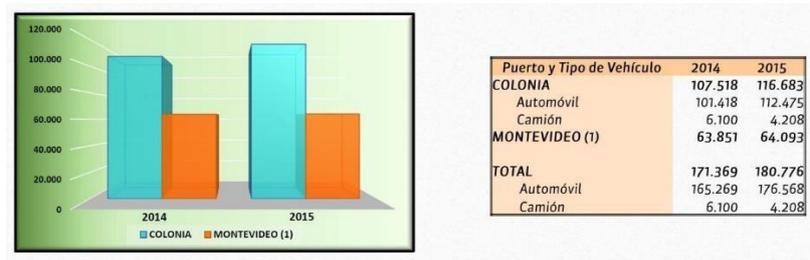


Figura 99. Movimiento de Vehículos.

Fuente: Anuario estadístico

Hay tres matrices de origen y destino principales en Uruguay:



Figura 100. Puertos principales de Uruguay

Salto/ Paysandú – Norte del Uruguay: Abarca los departamentos de Artigas, Salto y Paysandú, siendo Salto y Bella Unión una posible conexión con la Hidrovía del río Uruguay. A través de los puentes Colon Paysandú y Concordia Salto se puede acceder al territorio argentino, en la provincia de Entre Ríos, y a través de ella alcanzar la Hidrovía en el río Paraná. Dicho río tiene sus limitaciones a la navegabilidad, por lo que los tráficos pueden verse incrementados en algunas épocas del año. Las cargas potenciales en la región son básicamente cereales, productos forestales, minería y cemento.

Fray Bentos/Nueva Palmira – Centro/Sur de Uruguay: Hacia el sur se ubica el Río de la Plata y la ciudad de Montevideo. Los puertos Nueva Palmira y Fray Bentos podrían ser receptores de mercadería. Las condiciones de navegabilidad varían por su cercanía con el Río de la Plata. Los departamentos que incluye esta zona son Río Negro, Flores, Soriano, Colonia y San José. La producción que se ubica en esta región puede ser transportada por vía fluvial y son mayormente productos del sector agropecuario como el trigo, Soja, maíz, cebada, sorgo, arroz y también productos forestales como la pulpa de madera.

Región de Montevideo: Es un puerto de gran importancia con características de ultramar. Aquí confluyen rutas de todas las regiones del país, y también la ciudad se conecta con dicho puerto. Por esta Hidrovía se pueden transportar productos del agro, minería y cemento.

*Caso relevante para la Hidrovía: Buque Francisco a GNL.*

Dicho buque es un ferry de alta velocidad construido en el año 2012 en Tasmania. Lo opera la empresa Buquebus para viajes de transporte de pasajeros entre Buenos Aires (Argentina) y Montevideo (Uruguay).

El buque se propulsa con hidrojets axiales, instalados dentro de la popa para ahorro eficiente de espacio. El sistema de propulsión controla el ángulo de dirección, posición de timón y velocidad. Su capacidad máxima es de 1000 pasajeros y hasta 150 vehículos (incluyendo livianos y camionetas).

La propulsión utiliza como combustible el gas natural licuado, siendo una opción innovadora en el transporte de pasajeros por vía fluvial. Su consumo aproximado es de entre 30 y 35 toneladas de gas natural licuado por viaje. El abastecimiento de dicho combustible se lleva a cabo en una planta de Licuefacción construida para tal propósito en San Vicente (Buenos Aires, Argentina). El GNL se lo transporta por camión hasta el puerto de Buenos Aires para cargar el ferry. Los tanques se encuentran ubicados en ambos costados del catamarán y son abastecidos de forma independiente.

*Tipos de Embarcaciones*

Cada Barcaza desplaza 1500 toneladas aproximadamente. Se dispone de un conjunto de estas arriostradas y empujados por un remolcador de empuje vinculándose las barcazas en un convoy de 20 de ellas aproximadamente.

Por cada caballo de potencia (hp) del remolcador se estima que puede mover entre 6 a 15 toneladas métricas dependiendo de la configuración, las condiciones del medio y otros factores.

A partir de 2016 Argentina, Uruguay y Paraguay, acordaron permitir la navegación de trenes de barcazas de hasta 24 mil toneladas métricas por la Hidrovía Paraná – Paraguay.

La medida busca mejorar la competitividad del transporte fluvial con convoyes de barcazas de hasta 290 metros x65 metros. Atendiéndose las barcazas tipo Mississippi de 11 metros de manga por 60 metros de largo. Dicho acuerdo permitió aumentar a 24mil toneladas el transporte, permitiendo la reducción de 1 dólar por tonelada.

También benefició el transporte de combustible con destino Paraguay que se descargan su producto de buques tanque de ultramar.

El modo hidro viario es el medio de transporte más eficiente, ya que el costo-tonelada-kilómetro es menor que sus contrapartes terrestres.

Una barcaza tipo Mississippi puede cargar 1600 toneladas de carga que corresponde a 40 vagones de tren.



Figura 101. Ejemplo de Barcaza.

Fuente: Prefectura Naval.

*Tipos de combustible*

Los medios de transporte utilizan Gasoil, Diesel y recientemente GNL para ferry de transporte de pasajeros y vehículos livianos y camionetas. En el gráfico no se estipula el GNL para el ferry de buquebus, debido a la cantidad se lo toma como dato despreciable, sin un gran impacto en la matriz.

Matriz de combustible de Transporte 2015

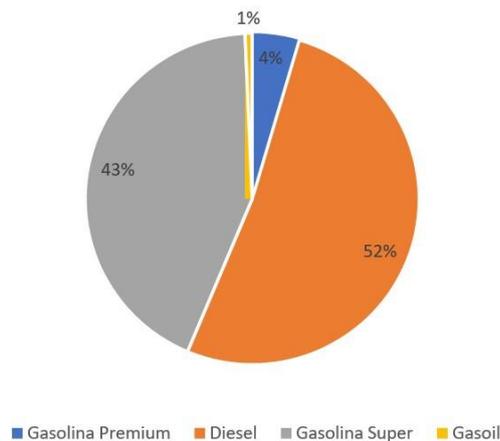


Figura 102 Gráfico de Matriz de Combustible de Transporte 2015 según Anuario Estadístico de Transporte de Uruguay

Datos de Fabricantes Fluviales Locales

Adjuntado en Anexo a parte en plantilla Excel.

Análisis del Potencial de Transporte Fluvial

Es una forma eficiente y de bajo costo de desplazar mercaderías y personas. La región cuenta con una de las vías navegables interiores más extensa del planeta, de unos 3440km de Puerto Cáceres (Brasil) a Nueva Palmira (Uruguay) conectando la economía de cinco países con mercado global. A través de esta se conectan ciudades, permitiendo el desplazamiento de personas y cargas. Dentro de las cargas se presentan los combustibles, vitales para países que deben importar hidrocarburos para ser usados en transporte industrias y procesos; productos de la producción agrícola esenciales ingresos de exportación,

automotores; minerales de las minas del sur de Brasil; productos forestales; etc. Por ésta se canaliza la exportación de granos, aceites y harinas.

Volumen de carga anual

La hidrovía puede definirse en dos tramos:

- Desde el Gran Rosario (Argentina) hasta Corumbá (Brasil) - Desde el Gran Rosario hasta el Océano.



Figura 103 Hidrovía desde Rosario hasta Corumba

En el tramo superior se transportan 21.5 Millones de Tn aproximadamente creciendo su volumen 40 % en cinco años y 30 % en número de viajes. En este tramo se transporta principalmente soja, granos y mineral de hierro. Otras cargas relevantes son combustibles, fertilizantes y contenedores. Los granos y derivados de soja (aceites) viene de Paraguay y en menor grado de Bolivia

**Cuadro N° 1: Transporte Fluvial Hidrovía Paraná- Paraguay desde Pto Santa Fe hasta Pto Cáceres (Brasil)**

Producto	2015 (ton)
Soja y derivados	7.721.289
Otros granos	4.214.646
Mineral de hierro	4.126.000
Cargas líquidas	4.064.111
Cargas varias	1.460.559
<b>Total</b>	<b>21.586.605</b>

Fuente: Hidrovía SA / Subsecretaría de Puertos y Vías Navegables de la Nación

Figura 104 Transporte de Mercadería.

Fuente: Hidrovía SA

Para el tramo inferior que llega al océano se despachan aproximadamente 72.4 Millones de toneladas de granos, harinas y aceites sin considerar las exportaciones de Biodiesel:

<b>Cuadro N°2: Transporte Fluvial Hidrovía Paraná- Paraguay desde el Gran Rosario al Océano. Granos, Harinas y Aceites. Año 2017 en tn.</b>					
Exportados	Nodo Portuario				Total Argentina
	Gran Rosario	Zarate	Ramallo	Va Constit. S.Nicolas-Diamante	
Granos	31.438.869	2.404.834	313.986	456.293	34.613.982
Harinas/pellets	31.494.195		607.367		32.101.562
Aceites	5.736.082		14.300		5.750.382
<b>Total</b>	<b>68.669.146</b>	<b>2.404.834</b>	<b>935.653</b>	<b>456.293</b>	<b>72.465.926</b>

*Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario con información de MINAGRI*

Figura 105 Transporte de Mercadería. 2

Fuente: Hidrovía SA

Con relación al movimiento de contenedores, en la Hidrovía Paraná-Paraguay en el tramo Gran Rosario-Océano es importante destacar que allí operan las terminales del Puerto de Buenos Aires, la de Zárate y Terminal Puerto Rosario. En el año 2016 los movimientos de contenedores de este conjunto de puertos ascendieron 1.533.000 TEUs. A nivel nacional el total ascendió a casi 1,7 millones de TEUs.

<b>Cuadro N°3: Movimientos de contenedores en los Puertos argentinos de la Hidrovía Paraná-Paraguay (TEU). Año 2016</b>			
Puertos	TEU	TEU	%
Buenos Aires Total		1.352.100	88%
Buenos Aires TRP 1,2 y 3	555.800		
Buenos Aires Terminal 4	113.100		
Buenos Aires Bactssa	193.200		
Buenos Aires Exolgan	489.900		
Zárate		124.100	8%
Rosario		57.179	4%
<b>Total Hidrovía</b>		<b>1.533.379</b>	<b>100%</b>
<b>Total Nacional</b>		<b>1.694.244</b>	
<b>Participación Hidrovía en Total Nacional</b>			<b>91%</b>

Figura 106 Movimiento de Contenedores.

Fuente: Hidrovía SA

En función de los datos relevados anteriormente, arribamos a las siguientes conclusiones:

- La Hidrovía Paraná- Paraguay en el tramo Corumbá (Brasil)- Océano opera cargas por 102 Mt. Esta cifra equivale al 23% del movimiento total anual de cargas de Argentina estimado en 450 Mt.

Esto significa que por allí se transporta una cifra que equivale a la cuarta parte del total del transporte anual de cargas de Argentina, sumando el traslado por camión, ferroviario, aéreo y las cargas de la Hidrovía al norte del Gran Rosario. Es un registro que muestra la notable importancia que tiene la Hidrovía para la economía argentina y para su logística de transporte.

- La Hidrovía Paraná- Paraguay en el tramo Corumbá (Brasil)- Océano moviliza el 82% de los despachos de exportación argentinos de granos, harinas y aceites de Argentina (72 Mt anuales sobre un total de 87 Mt).
- Por el sistema Paraná-Paraguay-del Plata se concentra el 91% del movimiento de cargas contenerizadas de Argentina. La suma de los contenedores de las terminales del Puerto de Buenos Aires más Rosario y Zárate ascienden a 1.533.000 TEUs sobre un total de 1.694.000 TEUs
- Por el Río Paraná hasta Escobar ingresan el 60% de los buques metaneros que llegan a Argentina con Gas Natural Licuado en adquisiciones (importaciones) que realiza ENARSA (41 buques sobre 68).
- Ingresaron a Escobar en el 2017 el 51% de los cargamentos de GNL comprados por ENARSA en el año (2017). Se trata de 2.300.000.000 metros cúbicos sobre un total nacional de 4.500.000.000. El resto del GNL ingreso al nodo portuario de Bahía Blanca.
- Operan habitualmente desde el Gran Rosario hasta el Océano casi 4.500 buques en el año.
- Se movilizan más de 600 mil automóviles.
- Es elevadísimo el movimiento de pasajeros en el Puerto de Buenos Aires; casi 313.000 personas en año en 102 cruceros (Ciclo 2015/2016).

Uruguay Y Paraguay tienen compromisos con el acuerdo de Paris y apuestan a objetivos de desarrollo sostenible y bajo en emisiones. Paraguay hacia 2017 ratifica el acuerdo de Paris mediante la sanción de la ley N° 5681.

Uruguay por su parte en una destacada y rápida acción ratificó la adhesión al acuerdo el 19 de octubre de 2016 formando parte de todos los países que integran la Convención Marco de las Naciones Unidas El Acuerdo de París representa un triunfo de gran importancia en las negociaciones internacionales sobre cambio climático y se constituye en un valioso instrumento de cooperación entre las naciones del mundo para lograr el desarrollo sustentable, pues establece medidas para la reducción de las emisiones de gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del Calentamiento Global. Su aplicabilidad será a partir del año 2020, cuando finalice la vigencia del Protocolo de Kioto.

Es imprescindible descarbonizar el sector transporte por su incidencia en la matriz de sectores emisores de GEI. Por otra parte, medidas concretas tendrán efecto a corto plazo. Sabiendo el interés de ambas naciones y siendo a la vez una medida efectiva, el sector fluvial es un candidato firme en el que llevar a cabo acciones, en un marco que incentive el sector privado para involucrarse en esta visión.

La tecnología existe para esta transición y sumado a los argumentos anteriores apostar en nuevos combustibles verdes es una única y provechosa oportunidad capaz de generar empleos y desarrollos en el sector industrial regional local.

Movimiento de pasajeros según puerto en Uruguay:

Movimiento de pasajeros por puerto en Uruguay 2017

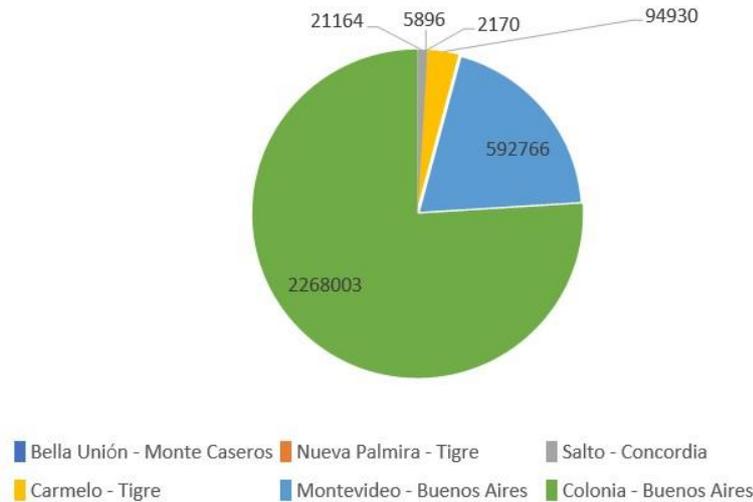


Figura 107 Movimiento de Pasajeros por Puerto 2017



Figura 108 Movimiento de Pasajeros totales Anuales

Con al menos 3 millones de pasajeros al año. El sector de transporte de personas mediante embarcaciones de hasta 100 personas, así como los ferries, son mercados de interesante análisis permitiendo también pensar en descarbonizar la flota fluvial costera uruguaya.

En este caso ya existen embarcaciones que no emplean combustible Diesel como los ferries de la empresa Buquebus que funcionan a GNL.

En este caso ya hay experiencias europeas de transporte fluvial de pasajero que funcionan a pila de combustible de hidrógeno. Estos son barcos mucho más chicos y que recorren periplos más reducidos del orden de menos de 250 kilómetros de autonomía y que además requieren potencias mucho menores para su operación. Esto se traduce en Capex inferiores a los transportes de carga. Si se lograra en el mediano plazo renovar la flota con este tipo de tecnologías el resultado final para el sector no es despreciable.

## Barcos con combustibles alternativos

El 60% de la reducción de emisiones vendrán de tecnologías que se utilizan en la actualidad, según datos de la IEA.

La agencia internacional de la energía, acorde a su estrategia de largo plazo sobre la previsión de la transición energética, focaliza en sectores industriales individuales y de transporte. Ha realizado un pronóstico donde se proyecta que para 2070 los biocombustibles, el amoníaco y el hidrógeno cumplirán más del 80 % de las necesidades de combustible. Siendo el amoníaco el más promocionado, utilizando el 13% de la producción mundial de hidrógeno.

"Estos cambios requieren un mayor endurecimiento de los objetivos de eficiencia y los estándares de combustibles bajos en carbono para cerrar la brecha de precios con los combustibles fósiles y reducir el riesgo de la inversión", afirma el informe de la IEA, que agrega: "La descarbonización de estos subsectores requerirá a largo plazo planificación y apoyo gubernamental. Se necesita I + D de motores y combustibles alternativos para reducir costos y mejorar el rendimiento, y medidas para desarrollar la infraestructura asociada. Más del 60% de las reducciones de emisiones en 2070 provienen de tecnologías que no están disponibles comercialmente en la actualidad".

### Global energy consumption and CO2 emissions in international shipping in the Sustainable Development Scenario, 2019-2070

Last updated 9 Sep 2020

Download chart

Cite Share

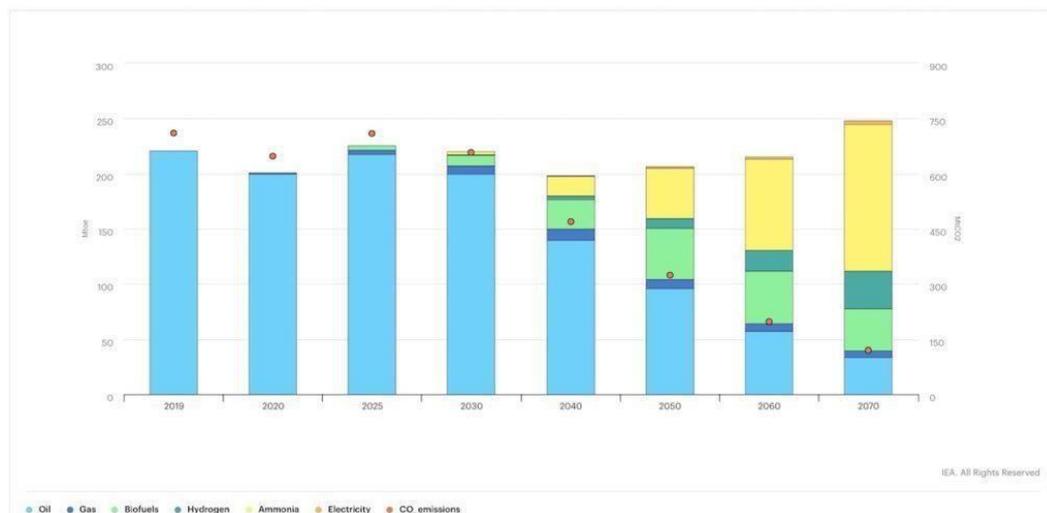


Figura 109 Emisiones por consumo energético.

Fuente: EIA

Por su parte la sociedad noruega de clases DNV GL, ha publicado sus propias predicciones en el reporte "Energy Transition 2020", en donde estima que los combustibles marinos para 2050 pasarán a estar bajo una combinación de combustibles bajos en carbono en un 60% y de gas natural en un 30%. Los combustibles bajos en carbono descritos en el informe DNV GL son una mezcla de amoníaco, hidrógeno y otros combustibles eléctricos como el e-metanol.

Asimismo, Mærsk, reveló que identifican tres combustibles en los que hay que centrarse: alcohol, biogás y amoníaco. Un informe publicado por Alfa Laval, Hafnia, Haldorf Topsoe, Vestas y Siemens Gamesa sugieren que el amoníaco renovable podría alimentar al 30% de la flota marítima mundial para 2050.



Figura 110 Render de Barco a Amoniaco.

Fuente: Topsoe

El modelo nórdico.

Buques de suministro de plataforma o PSV (platform supply vessel)

Eidesvik, Equinor y Wärtsilä convertirán el PSV para que funcione con amoníaco.



Figura 111. Embarcación GNL.

Fuente: Viking Energy

La embarcación de suministro de plataforma alimentada con GNL de Eidesvik, Viking Energy, construida en 2003, tendrá una celda de combustible de alta potencia instalada para permitir que la embarcación funcione con amoníaco verde.

El buque, que tiene un contrato con Equinor, tendrá una gran celda de combustible de amoníaco de 2MW instalada que le permitirá navegar con combustible limpio durante hasta 3.000 horas al año. En el marco del consorcio ShipFC, formado por 14 empresas europeas y coordinado por la organización clúster noruega NCE Maritime CleanTech, el proyecto recibirá una inyección de fondos de 10 millones de euros.

El sistema de celda de combustible de amoníaco se instalará a fines de 2023, en lo que ShipFC dice es una primicia mundial. Prototech se encargará del desarrollo y la construcción de la pila de combustible, mientras que Wärtsilä trabajará en los sistemas de combustible y cualquier cambio necesario en el diseño del barco, y la empresa noruega de nutrición de cultivos Yara ha sido contratada para suministrar el amoníaco verde.

Modelo coreano basado en el amoníaco verde como combustible:

Figura 112. Barco  
Fuente: Render

El informe de la sociedad de destacado las como el último de una últimos meses amoníaco importante en el marítimo hacia la gran ventaja del amoníaco, según el informe de KR, está en los precios.



a Amoníaco.  
KR

Registro Coreano de la clases sociales (KR) ha ventajas del amoníaco combustible para buques, serie de desarrollos en los que sugiere que el desempeñará un papel camino del transporte descarbonización. Una

El costo total de la energía al incluir la producción y el transporte de amoníaco junto con otros dos combustibles que se promocionan como el combustible del transporte marítimo del futuro constituye una lectura interesante en el informe de KR. El amoníaco resulta un 32% más barato que el hidrógeno y un 15% más barato que el metanol. "El hidrógeno requiere costos excesivos de transporte y el metanol requiere un costo excesivo para capturar el dióxido de carbono necesario para la producción", señaló el estudio.

El amoníaco es un gas inflamable, pero el riesgo de incendio es bajo en comparación con otros combustibles, ya que el límite de inflamabilidad es pequeño y las condiciones para la ignición (temperatura de ignición espontánea y energía mínima de ignición) son difíciles. La propiedad más peligrosa del amoníaco es su toxicidad. Por lo tanto, el uso de combustible de amoníaco requiere un sistema de detección adecuado y sistemas de seguridad adicionales, como ventilación y rociadores de agua para disolver el amoníaco.

Otro aspecto negativo junto al problema de toxicidad identificado por KR es su densidad. El amoníaco licuado tiene una densidad de energía de volumen relativamente bajo y requiere un tanque aproximadamente 4,1 veces más grande en comparación con los combustibles fósiles convencionales, por lo que los propietarios deberían aceptar la pérdida del flete si optan por el combustible.

Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (DSME) ha realizado un estudio de viabilidad técnica y comercial de barcos que utilizan combustible de amoníaco y analizó la competitividad de la reducción de GEI del combustible de amoníaco en comparación con HFO (Heavy Fuel Oil) (+ depurador) y GNL. El estudio mostró que el amoníaco puede ser suficientemente competitivo si la regulación de emisiones de la OMI se vuelve más estricta en el futuro. DSME, uno de los astilleros más grandes del mundo, Haas dijo que está buscando desarrollar tecnologías de ingeniería de amoníaco, como sistemas de suministro de amoníaco y sistemas de licuefacción de amoníaco, y el astillero busca construir una red de cooperación con otras empresas relacionadas con los barcos alimentados con amoníaco.

De todos los fabricantes de motores de barcos, KR afirmó que MAN Energy Solutions era el más activo en el desarrollo de motores de combustible de amoníaco. En el mismo informe se señala hay más de 3.000 motores MAN B&W existentes, los cuales pueden modificarse para uso de amoníaco como combustible.

Para concluir, KR declaró: "No hay combustible que sea superior a cualquier otro combustible en todos los aspectos, y cada combustible tiene ventajas y desventajas". "Se espera que el amoníaco tenga bajos costos de producción, almacenamiento y transporte en comparación con otros combustibles neutros en carbono, y el suministro estable de combustible es posible ya que las tecnologías de síntesis de amoníaco de gran capacidad ya están maduras. Se puede considerar como el combustible neutro en carbono para los buques con potencial de crecimiento, ya que se espera que esté al nivel permitido técnica y comercialmente desde la perspectiva de la temperatura de almacenamiento, la densidad de energía y el costo de construcción naval", afirmó KR. Los desarrollos de amoníaco se están produciendo rápidamente en los últimos meses. En enero, la línea de bandera malaya, MISC, junto con Samsung Heavy Industries, Lloyd Register y MAN Energy Solutions, se dispusieron a construir un buque cisterna emblemático alimentado con amoníaco.

## Modelo chino:

En Marintec China, en diciembre, se dieron a conocer una serie de diseños de barcos portacontenedores alimentados con amoníaco.



Figura 113. Joint Venture en Shanghai.

Fuente: Ammonia Energy Association

La sociedad de clase británica Lloyd Register (LR) ha otorgado la aprobación en principio a Dalian Shipbuilding Industry Co (DSIC) y MAN Energy Solutions para un diseño de concepto de buque portacontenedores ultra grandes (ULCS) de 23.000 TEUs alimentado con amoníaco, el primer diseño de amoníaco como combustible de su tipo en China.

Bjarne Foldager, vicepresidente senior de MAN Energy Solutions, dijo: "El desarrollo de barcos alimentados con amoníaco tiene mucho sentido, ya que tiene el potencial en el futuro de ser creado a partir de fuentes de energía primaria renovables, como la eólica, hidráulica o solar".

Mark Darley, presidente de LR North Asia, dijo: "Este es un proyecto emocionante, no solo para LR, que ha tenido muchas novedades en esta área, incluido el primer ferry de hidrógeno, Hydroville, pero para el mercado chino, ya que es el primer diseño de este tipo y muestra el compromiso del país con el viaje de descarbonización del transporte marítimo. La comunidad naviera mundial se enfrenta a los desafíos asociados con las ambiciones de GEI de la OMI, este es el primer paso para explorar y probar alternativas bajas en carbono como el amoníaco".

## Modelo japonés

Las empresas japonesas NYK, IHI Power Systems y ClassNK han firmado un acuerdo para la investigación y el desarrollo conjuntos del primer remolcador del mundo alimentado con amoníaco. Las empresas procederán con I + D tanto desde el punto de vista técnico como operativo para la introducción del amoníaco como combustible marino para remolcadores.

NYK se asoció con el astillero compatriota Japan Marine United y ClassNK para intentar comercializar el uso de un gas portador de amoníaco alimentado con amoníaco y una barcaza flotante de almacenamiento y gasificación de amoníaco.

Un conglomerado de empresas formado por nombres como NYK Line, una de las empresas de transporte más grandes del mundo, así como Toshiba Energy Systems, Kawasaki Heavy Industries, Nippon Kaiji Kyokai (ClassNK) y la corporación ENEOS, han confirmado su alianza con la Organización para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías Energéticas e Industriales de Japón (NEDO) para el inicio de un ambicioso proyecto de demostración para la comercialización de buques dotados de un sistema de hidrógeno con el objetivo de electrificar este sector.

Las empresas desarrollarán un buque de 150 toneladas con capacidad para unos 100 pasajeros, que funcionará como un buque turístico de tamaño medio y que abrirá las puertas al inicio del desarrollo de una tecnología que permitirá diseñar alternativas a los contaminantes modelos actuales.

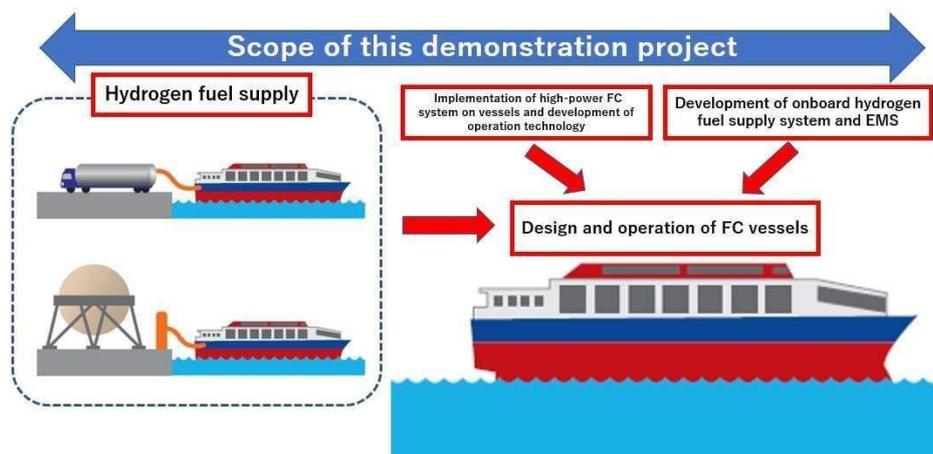


Figura 114. Modelo de Operación Fluvial H<sub>2</sub>.

Fuente: Kawasaki

La hoja de ruta de esta interesante iniciativa supondrá un inicio de los trabajos preliminares este mes de septiembre, para en 2021 comenzar el diseño del buque y su sistema de repostaje. Un primer prototipo que comenzará su construcción en 2023, y que se espera complete su primer trayecto demostrativo en la zona de Yokohama en 2024.

Una de las partes más importantes del proyecto es que no se centrarán en transformar buques convencionales en eléctricos, sino que el proyecto busca ir un paso más allá involucrando a toda la cadena de producción de estos nuevos modelos, desde el diseño del casco, la pila de combustible, la infraestructura de repostaje, el suministro de hidrógeno...etc.

**Reducción de emisiones como principal reto:**

Con la entrada en vigor del Acuerdo de París en 2016, la reducción de emisiones contaminantes ha vivido un nuevo impulso incluso en sectores hasta entonces a un lado de esta cuestión como es el transporte marítimo. En 2018, la Organización Marítima Internacional (OMI) estableció el objetivo de reducir a la mitad las emisiones de gases de efecto invernadero del sector del transporte marítimo internacional para 2050, y alcanzar un objetivo de cero emisiones a fines de este siglo.

La utilización de sistemas de hidrógeno en el transporte marítimo se ha situado como un tema prioritario para gobiernos como el de Japón, que no solo logrará una reducción de emisiones para ir pavimentando sus cifras de cara al cumplimiento de los acuerdos de París, sino que además les permite sacar partido a una decidida apuesta por una tecnología en la que han invertido ingentes cantidades de dinero sin un aparente resultado positivo hasta el momento.

Pero la electrificación del transporte pesado abre una nueva vía a una alternativa a los medios de combustión de cara a la paulatina transformación de un sector potencialmente muy bien situado para sacar el máximo partido a una tecnología de cero emisiones, y que además permitirá reducir la dependencia energética de países como Japón, extremadamente expuestos a las importaciones de hidrocarburos.

99,6% del comercio desde y hacia Japón, un país rodeado de agua se cubre con barcos, en contraste con el 0.4% de las mercaderías que se mueven por avión. Alrededor de 800 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> son emitidas en los océanos de mundo cada año por los barcos. Esta cantidad consumiría el 80% de la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> de los bosques amazónicos.

Esfuerzos se hacen para constituir una sociedad descarbonizada a través del uso del hidrógeno en tierra y esfuerzos similares se esperan en nuestros mares. El uso de hidrógeno en el mar nos permitirá reducir significativamente el estrés que tenemos en nuestra tierra y cinco compañías con esta aspiración se embarcan en este desafío histórico.

Se procede a detallar brevemente las compañías integrantes de este proyecto:

- NYK – Nippon Yusen Kaisha- (compañía japonesa de buques correo). Es una de las mayores compañías de transporte del mundo y es parte de consorcio Mitsubishi. Surgida en 1885 como fusión de dos compañías navieras. Es en la actualidad, la décima compañía por volumen de transporte de contenedores. Diversificando su campo de acción hacia la logística incluyendo transporte aéreo y retomando el transporte de pasajeros a través de Crystal Cruisers.
- Toshiba Energy Systems and Solutions corporation. – Con sede en Japón, establecida desde el 1 de octubre de 2017. Desarrolla, fabrica y vende productos del mercado de la energía. Toshiba ocupa el séptimo puesto de las grandes compañías en su campo. Dentro de sus dominios está: Energía Térmica, Energía Nuclear, Energía renovable, Energía de hidrógeno, Transmisión y distribución, Heavy Ion Therapy. Proveen soluciones para la producción almacenaje y uso del hidrógeno.

- Kawasaki Heavy industries Ltd.: tiene sedes en las ciudades Kobe y Tokio. La compañía fabrica motos, barcos, plantas industriales, pequeños motores y equipamiento espacial, aviones militares. Es subcontratista de Boeing, Embraer y Bombardier. Fabrican turbo- reactores de gas. Plantas de ciclo combinado además de trenes eléctricos, monorraíles, locomotoras. Del capítulo barcos está Kawasaki Shipbuilding corporation que fabrican buques tanque GNL, petróleo licuado, cargueros, plataformas marinas etc.
- Eneos- JX Nippon Oil & Energy- compañía japonesa de petróleo su negocio incluye: exploración, importación y refinado de petróleo. Fabricación de productos petroleros incluyendo gasolinas y lubricantes y otras actividades relacionadas con la energía. Tiene operaciones en todo el mundo. Construye estaciones de hidrogeno en Tokio juntamente con Jera Co. Promueven el uso del hidrógeno para transporte.
- Class NK- Nippon Kaiji Kyokai- Es una sociedad no gubernamental dedicada a la seguridad de la vida y la propiedad en el mar y la prevención de la polución en el ambiente marino. ClassNK ofrece una amplia gama de servicios, como estudios de clasificación de barcos, estudios legales y certificación en nombre de los Estados del pabellón, basados en convenciones internacionales, códigos, estatutos nacionales, así como las propias reglas y regulaciones de ClassNK. También incluyen servicios de evaluación y certificación de los sistemas de gestión de la seguridad de las empresas de gestión de barcos, así como los sistemas de calidad de los constructores de barcos y fabricantes relacionados como un tercero independiente. ClassNK también ofrece servicios de tasación, consultoría y supervisión en proyectos relacionados tanto marinos como no marinos.

Estas cinco compañías se han embarcado en este proyecto de barco de celda de combustible. Es un proyecto que apunta en usar hidrógeno para impulsar un barco de celda de combustible en el mar reuniendo la capacidad técnica de estas compañías.

El proyecto abarcaría toda la cadena de valor de los buques, desarrollando los equipos de hidrogeno, el diseño y confección del casco, funcionamiento y suministro del combustible. Se implementará un sistema de celdas de combustible de alta potencia en los buques y desarrollarían un sistema de suministro de combustible de hidrogeno a bordo. También incluyen un sistema de gestión de la energía con un modelo híbrido de celda de combustible y batería de almacenamiento, aplicando un nuevo diseño a los buques para poder optimizar el consumo energético. La empresa NYK, gestionaría el proyecto, diseñaría el buque y se encargaría de la parte legal. Toshiba implementara un sistema de celdas de combustible de alta potencia para buques y desarrollaría la tecnología de operación. Kawasaki desarrollaría el suministro de combustible a bordo mientras que EMS se encargaría de la evaluación de seguridad del buque y las celdas de combustible. Finalmente, ENEOS, haría el desarrollo de un sistema de suministro de combustible a hidrogeno.

Los barcos de celdas de combustible son las naves del futuro que serán equipadas con combustible de hidrógeno junto a celdas para convertirlo en energía. El fuel oil y el Diesel, así como el gas natural son usados para impulsar barcos emitiendo CO<sub>2</sub> cuando se quema. Pero el H<sub>2</sub> es la máxima energía limpia que produce solo agua cuando se consume en una celda de combustible.

El hidrógeno no solo elimina el dióxido de carbono emitido por los barcos, sino que también puede usarse como fuente de energía de emergencia en el caso de desastre para apoyar la recuperación por vía marítima, promoviendo el uso del H<sub>2</sub> para impulsar barcos están ayudando en construir una sociedad basada en el hidrógeno.

Toshiba, está desarrollando tecnología para colocar sus unidades de celda de combustible de potencia dentro de barcos. Kawasaki va a establecer un sistema de suministro de combustible a bordo y un sistema de administración de energía. NYK desarrollará, construirá y operará el barco. Class NK verificará la seguridad del barco y Eneos estará a cargo de suministrar hidrógeno a la embarcación.

Un barco de celdas de combustible realiza un viaje cero-emisiones, es uno que emite cero-dióxido de carbono. El hidrógeno cambiará los mares del mundo. El proyecto de barco de celdas de combustible comienza en el puerto de Japón y nos mueve un paso más cerca al transporte marítimo limpio.

Tanto Uruguay como Paraguay cuentan con un gran potencial para producir hidrogeno y utilizarlo en el transporte fluvial y pesado terrestre. Los potenciales clientes que podrían adoptar este tipo de transporte son los operadores de carga corporativos, empresas de correo y sobre todo los comerciantes que utilicen la Hidrovía Paraguay – Paraná para transporte de carga. El mayor potencial que presenta Paraguay es la posibilidad de producirlo con parte de la energía que exportan, a bajo costo y con un alto factor de carga y operación, permitiendo obtener costos nivelados de hidrogeno por kilogramo altamente competitivos en el mercado. En el caso uruguayo, sería ideal considerar producirlo con los excedentes de energía renovable, siendo atractivo para los generadores y a su vez a un costo menor que cortar la generación en horarios donde no podrían inyectar a la red eléctrica. Los costos de transporte y distribución para el hidrogeno siguen siendo elevados, por lo cual se sugiere reducirlo lo más posible, pudiendo ser una generación en el mismo puerto o estación de repostaje conectado a la red eléctrica. En los casos de generarlo centralizados con los parques previamente nombrados, se adoptaría un transporte de hidrógeno comprimido (siendo más económico que el licuado) para poder transportarlo en distancias no mayores a los 80 km donde el costo de distribución comienza a ser más caro. Mas adelante se detallarán dos modelos posibles como escenarios para un modelado de costos (son a modo de ejemplificación, después de todo se podrían plantear “n” cantidad de escenarios posibles).

### Análisis de Seguridad de remolcadores, fluviales y autorizaciones.

Todos los buques deben ser inspeccionados y verificados por funcionarios de las Administraciones del Estado de abanderamiento o por las organizaciones reconocidas/organizaciones de protección reconocidas/inspectores nombrados para que se puedan expedir los certificados pertinentes en los que se establece que los buques han sido proyectados, construidos, mantenidos y gestionados con arreglo a las prescripciones establecidas en los convenios, códigos y demás instrumentos de la OMI.

Convenios, códigos e instrumentos de la OMI:

#### Convenios.

Convenio SOLAS, Convenio MARPOL, Convenio de líneas de carga, Convenio de arqueo 1969, Reglamento de abordajes 1972, Convenio AFS, etc.;

#### Códigos.

Código IGS, Código PBIP, Código NGV 1994/2000, Código CIQ/CGrQ, Código CIG/CG, Código MODU, Códigos SPS, etc.; y

#### Demás instrumentos.

- Resolución A.883(21), sobre "Implantación uniforme a escala mundial del sistema armonizado de reconocimientos y certificación".
- Resolución A.1053(27), enmendada por la Resolución A.1076(28) sobre "Directrices para efectuar reconocimientos de conformidad con el sistema armonizado de reconocimientos y certificación (SARC), 2011".
- Resolución A.1049(27), enmendada, sobre "Código internacional sobre el programa mejorado de inspecciones durante el reconocimiento de graneleros y petroleros, 2011" (Código ESP, 2011).
- Resolución A.794(19), sobre "Reconocimientos e inspecciones de buques de pasaje de transbordo rodado".
- Resolución A.1071(28), sobre "Directrices revisadas para la implantación del Código internacional de gestión de la seguridad (Código IGS) por las Administraciones".
- Orientaciones provisionales sobre las medidas de control y cumplimiento para incrementar la protección marítima MSC FSI.

#### Certificación y Documentos

En la circular FAL.2/Circ.127-MEPC.1/Circ.817-MS-C.1/Circ.1462, que fue expedida el 1 de julio de 2013, y que es objeto de actualización, se enumeran los certificados y documentos que deben llevarse a bordo de los buques.

Entre tales certificados y documentos, (algunos en función del tipo de buque de que se trate) cabe mencionar los siguientes:

- Certificado Internacional de Arqueo.
- Certificado Internacional de francobordo.
- Certificado de seguridad para buque de pasaje;
- Certificado de seguridad de construcción para buque de carga;
- Certificado de seguridad del equipo;
- Certificado de seguridad radioeléctrica para buque de carga
- Certificado de seguridad para buque de carga
- Certificado de Gestión de la Seguridad
- Certificado internacional de protección del buque
- Información sobre estabilidad.
- Información para la lucha contra averías;
- Manual de sujeción de la carga
- Documento relativo a la dotación mínima de seguridad,
- Títulos de capitán, oficial o marinero;
- Certificado internacional de prevención de la contaminación por hidrocarburos;
- Certificado internacional para el transporte de sustancias nocivas líquidas;
- Certificado internacional de prevención de la contaminación por aguas sucias;
- Certificado internacional de prevención de la contaminación atmosférica;
- Certificado internacional relativo al sistema antiincrustante;
- Libro registro de hidrocarburos.
- Plan de emergencia de a bordo en caso de contaminación por hidrocarburos;
- Plan de gestión de basuras;
- Libro registro de basuras.

Los certificados y documentos son expedidos por los funcionarios de la Administración del Estado de abanderamiento o las organizaciones reconocidas o las organizaciones de protección reconocidas, o los inspectores nombrados autorizados para tal fin y están sujetos a inspección por los funcionarios encargados de la supervisión por el Estado rector del puerto.

La presentación, por las Administraciones de abanderamiento, de informes sobre exención y equivalentes en virtud de los instrumentos obligatorios de la OMI, así como el suministro de modelos de certificados podrán tramitarse utilizando el módulo de GISIS sobre "Reconocimientos y certificación", al que los Miembros tienen acceso (resolución A.1074(28): "Notificación y distribución mediante el Sistema mundial integrado de información marítima (GISIS)").

La Organización Marítima Internacional incluye a Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay. La implementación de un combustible alternativo, como el hidrógeno, en la Hidrovía navegable presenta algunas barreras técnicas, financieras y legales. La principal siendo la financiera, seguida de la técnica. La inversión de capital es la que más influye, al igual que los aspectos de adaptación y rendimiento.

Los requisitos básicos serían que los buques cuenten con espacio para tanques de hidrógeno a bordo, mejorar la eficiencia de los motores por pérdidas, los costos de las barcas, desarrollar una infraestructura de almacenamiento de hidrogeno y por sobre todo la regulación para este tipo de embarcaciones que hasta el día de la fecha es inexistente.

Existe un Código Internacional de Seguridad para Buques que utilizan Gases u otros Combustibles de Bajo Punto de Inflamación (Código IGF) desde 2016, y también un marco regulatorio de referencia para las vías de navegación interior en Europa. El Código IGF contiene regulaciones obligatorias para la disposición, instalación, control y vigilancia de maquinaria, equipos y sistemas que utilizan combustibles con punto de inflamación bajo, centrándose inicialmente en el GNL. El Código aborda todas las áreas que necesitan una consideración especial para el uso de combustibles de bajo punto de inflamación, adoptando un enfoque basado en objetivos, con objetivos y requisitos funcionales especificados para cada sección que constituyen la base para el diseño, la construcción y el funcionamiento de los buques que utilizan este tipo de combustible. Falta aún desarrollar un marco normativo correspondiente para la navegación fluvial en la región de estudio.

#### Normas y regulaciones existentes para el repostaje del hidrogeno.

Como en el caso de los vehículos propulsados por hidrógeno, el enfoque de las normas para el repostaje de hidrogeno son los sistemas gaseosos, con presiones de trabajo nominales de 35 MPa y 70 MPa, y los vehículos ligeros de pila de combustible. Los requisitos para las estaciones de servicio o las interfaces de la estación de servicio / vehículo están cubiertos por la serie de normas ISO 17268. Estos son desarrollados por el comité técnico 197 de ISO sobre tecnologías de hidrógeno (ISO/TC197). La ISO 19880-1, en particular, incluye los principales requisitos de seguridad / límites operativos para estaciones de repostaje de hidrogeno para vehículos ligeros de carretera. Esto también cae dentro del alcance de SAE J2600 en América del Norte, desarrollado por el Comité de Normas de Celdas de Combustible de SAE. Estos requisitos son compatibles con los protocolos de abastecimiento de combustible existentes incluidos en el estándar EN 17127 en Europa y el estándar SAE J2601 en Norteamérica. También se adoptan en otras áreas globales y están alineados con el estándar de protocolo de abastecimiento de combustible JPEC-S0003 en Japón. Las normas ISO 14687 (especificaciones de producción) e ISO 19880- 8 (control de calidad de combustible) y SAE J2719 (calidad del combustible de hidrogeno) también son de importancia crucial para el repostaje de hidrogeno, ya que se refieren a la calidad del hidrogeno utilizado en la membrana de intercambio de protones (PEM) de vehículos de carretera con pilas de combustible. Se proceden a detallar las normas ISO relacionadas con el transporte fluvial y tipos de combustible:

- ISO 17268: Especificaciones sobre dispositivos de conexión de reabastecimiento de combustible de vehículos terrestres de hidrogeno gaseoso (receptáculo y tapa protectora, montados en el vehículo; boquilla; hardware de comunicación).

Serie de normas ISO 19880 sobre los requisitos de diseño, instalación, puesta en servicio, operación, inspección y mantenimiento de estaciones de repostaje de hidrogeno gaseoso para vehículos ligeros de carretera.

- ISO 14687: características de la calidad mínima del combustible de hidrogeno gaseoso distribuido para su uso en pilas de combustible de membrana de intercambio de protones.
- ISO 21087: protocolo de validación de métodos analíticos utilizados para garantizar la calidad del hidrógeno gaseoso utilizado por vehículos con pilas de combustible de membrana de intercambio de protones.

### Resoluciones En Paraguay

Dado los nuevos combustibles y/o mezclas de combustibles que se están desarrollando para garantizar el cumplimiento del límite de azufre del 0.5% (a partir del primero de enero 2020) y los objetivos de reducción de emisiones de dióxido de carbono de la OMI para 2030 y 2050, el trabajo del subcomité sobre las disposiciones de seguridad para los buques que utilizan combustibles de bajo punto de inflamación se ha considerado de alta prioridad.

El objetivo es minimizar el riesgo para los barcos, sus tripulaciones y medio ambiente, dada la naturaleza de los combustibles involucrados. En el caso del Gas Natural Licuado (se usa como ejemplo ya que no hay reglamentación para el hidrógeno), hay algunas consideraciones para tener en cuenta.

La armada paraguaya y prefectura general naval son los que dictan y hacen cumplir las normas que reglan la navegación y las embarcaciones. Las aprobaciones pueden demorar de 3 meses hasta 1 año dependiendo de la índole del trabajo a aprobar.

Resoluciones	
Resolución N°: 24/2020	Por la cual se dispone la prórroga de validez de todos los Certificados Estatutarios que se encuentran en periodo de vencimiento y de los Cursos Obligatorios del Personal Embarcado y Terrestre de la Marina Mercante Nacional, ante el riesgo de expansión del CORONAVIRUS (COVID-19) al Territorio Nacional.
Resolución N°: 67/2018	Por la cual se dispone la presentación del Formulario de datos del Personal de la Marina Mercante Nacional ante la Prefectura General Naval.
Resolución N°: 203/2015	Por la que se aprueban los "Reglamentos de Inspección Ordinaria de Buques de la Matricula Nacional".
Resolución N°: 106/2015	Por la cual se actualizan los costos de los aranceles de la Prefectura General Naval facultada por Ley a percibir aranceles por diversos servicios y conceptos relacionados a la actividad fluvio marítima y deroga todas las disposiciones contrarias a la presente Resolución.
Resolución N°: 198/2015.	Por la cual se establecen los procedimientos básicos para la realización de las inspecciones técnicas extraordinarias de buques y artefactos navales que operan en los puertos nacionales, puertos privados, puertos menores y aguas jurisdiccionales en general.
Circular N° 02/2015	Certificado Tecnicos del SOLAS (Safety of Life at Sea)
Resolución N°: 151/2015.	Reglamento de Reconocimiento, Habilitación y Certificación de Peritos e Inspectores Navales.
Resolución N°: 27/2015.	Por la cual se amplía la Resolución PGN N.º 157/13, Que reglamenta el ejercicio de las actividades profesionales en el Área de la Construcción y Reparación Naval.
Resolución 157/2013	Por la cual se reglamenta el ejercicio de las actividades profesionales en el área de la Construcción y reparación Naval

<b>Recomendaciones</b>	<b>Código para bañistas, deportistas náuticos y operadores de embarcaciones.</b>
<b>Resolución N° 11/2014</b>	Por la cual se modifica la restricción de la Navegación en el Paso Itapúa km 1583, para remolcadores empuje con barcazas, fraccionando por cortes de barcazas para el pasaje, por razones de Seguridad, Prevención de la Contaminación Ambiental y realizar una Navegación Continua.
<b>Resolución N° 217/2013</b>	Por la cual se prolonga el periodo de adecuación al Código IGS/ISM y se establecen los respectivos plazos para su implementación y los requisitos necesarios para el registro y habilitación de los interesados.
<b>Resolución N° 194/2013</b>	Por la cual se dispone que todas las Embarcaciones lleven grabados su Numero de Matricula y los Documentos exigidos para la navegación.
<b>Resolución N° 192/2013</b>	Por la cual se recuerda la necesidad del estricto control del número de pasajeros de acuerdo con el tonelaje de arqueo y certificado de navegabilidad.
<b>Resolución N° 139/2013</b>	Por el cual se dispone el aumento del nivel de protección de los Buques e Instalaciones Portuarias, establecidas en el Código Internacional para la Protección de Buques e Instalaciones Portuarias.
<b>Resolución N° 47/2013</b>	Por el cual se establece las condiciones legales a observarse para el reconocimiento, registro y habilitación de los Amarraderos en el país.
<b>Resolución N° 67/2009</b>	Por el cual se establece las condiciones legales a observarse para el reconocimiento, registro y habilitación de los Astilleros en el país.
<b>Resolución N° 37/2003</b>	Por el cual se establecen razones de seguridad el uso obligatorio de chalecos salvavidas para el personal que realiza tarea de limpieza, reparación, operación de carga, operación de descarga, actividades recreativas, deportivas, turismo, pescas y afines con la navegación.

## Resoluciones En Uruguay

La prefectura Nacional Naval del Uruguay es el órgano de aplicación que regula las operaciones marítimas. Las relevantes para considerar en cuanto al hidrogeno como un combustible alternativo fluvial serían:

- ISO TC 197: Dictamina los estándares de tecnologías de hidrogeno aplicándose a la producción, almacenamiento y uso.
- ISO/TR 15916:2015: Consideraciones básicas para los sistemas de seguridad relacionados con sistemas de hidrogeno.
- ISO/TS 19880-1:2016: Estipula las normas para el uso de hidrogeno gaseoso en estaciones de repostaje y sus requisitos generales.
- ISO 22734-1:2008: Generadores de hidrogeno a partir de electrolisis para uso comercial e industrial.

Las disposiciones fluviales necesarias para poder aprobar un buque se detallan a continuación:

Número	Asunto	Fecha	Derogada por
1	Puesta en Ejecución del Sistema de Control e Información del Mvto. Marítimo en el PTO. de Montevideo y su zona de influencia	09/04/75	DM N° 13
3	Puesta en EJEC. del Centro Control Puerto de Colonia	22/09/76	DM N° 13
4	Puesta en Ejecución del Control de Nueva Palmira y su zona de influencia	30/09/76	DM N° 13
5	Puesta en EJEC. del Control en Puerto de Punta del Este y su zona de influencia	01/01/77	DM N° 13
7	Equipamiento que deben poseer los buques y/o embarcaciones De Cabotaje, Deportivas, de Pasajeros y de Tráfico que Operan en Puertos de la Republica y Navegan en el Río Uruguay	01/04/77	DM N° 50
9	Puesta en conocimiento de las zonas de alijo y complemento de carga, según lo dispuesto en el Art. 28 al inciso "H" del Art. 66 del Tratado del Río de la Plata	23/11/77	
10	Puesta en conocimiento de la resolución N° 1/978 de la Comisión Administradora del Rio de la Plata Facilidades Portuarias, Alijos y complementos de carga	15/02/78	M N° 13

11	Poner en ejecución los Centros de Control e Información del Mov. Marítimo del litoral Oeste y su zona de influencia	01/04/78	DM N° 13
13	Puesta en ejecución del Nuevo texto de información Marítima Publicada del sistema de Centros de Control e Información del Movimiento Marítimo	24/07/81	Decreto PE 77/97
14	Puesta en ejecución del sistema de Preferencias otorgarse a buques en las operaciones de entrada y salida del Puerto de Montevideo	09/02/82	
19	Pone en vigencia libros y certificados que se nombran en la presente disposición para la prevención de la contaminación por los buques	02/07/84	
20	Poner en vigencia normas adicionales para la navegación en el Puerto del	12/09/84	
23	Puesta en vigencia y aprobar el cuestionario para la obtención de la Patente de Comisario para buques de pasaje de Bandera Nacional	04/03/85	
27	Dispone que embarcaciones menores con límite de navegación de 5 millas del Puerto de Despacho deberán llevar cintas Reflectoras	22/11/85	
28	Adoptar el Código de Seguridad para naves de sustentación dinámica aprobado por Resolución A.373 (X)	21/02/86	
31	Creación del Centro de Control e Información del Movimiento Marítimo del Puerto de Carmelo	23/01/87	DM N° 50
32	Establece operaciones de trasbordo de productos de la Pesca, buques calamareros y atuneros a buques transportistas de 3ra Bandera en dos zonas de trasbordo "ESTE" (ZTE) y	29/01/87	M/N PRENA R101450P Dic.90
33	Autoriza la Entrada o salida a y de antepuerto, dársenas, etc. a buques con Sistema. de propulsión lateral, con un solo remolcador a la orden	23/07/87	
37	Directiva a los Capitanes con respecto al sobre "TANGO"	16/12/87	

38	Normas sobre documentación y calificación de los Marineros Mercantes	14/03/88	
39	Dispone los procedimientos a emplear por Capitanes, Patronos, Prácticos Nacionales que detecten sucesos que constituyan fuentes de contaminación en el medio marino	09/08/88	
42	Reglamento de desgasificación de Buques	02/03/90	DM N° 51
50	Puesta en Ejecución del nuevo texto de información Marítima	08/11/96	Decreto PE N° 77/97
51	Poner en vigencia el Reglamento de Prevención de Accidentes de Trabajo en Buques.	16/12/96	DM N° 168
52	Informar a la Prefectura Nacional Naval por responsables de buques cuando ingresen en aguas nacionales en condiciones inseguras por deficiencias	07/04/97	
54	Aplicación del Código de Seguridad para naves de sustentación dinámica y de gran Velocidad	24/06/97	
55	Aplicación del Código de Gestión de Seguridad	24/06/97	
64	Uso de material retrorreflectante	08/12/97	
66	Pautas de procedimientos básicos ante emergencias	08/12/97	
70	Normas de Seguridad y Acomodación para Embarcaciones de Tráfico	01/12/97	
71	Estaciones de Servicio de Balsas salvavidas Inflables	16/04/98	
72	Formularios de Trámites PNN	16/12/98	
73	Navegación en el Canal Martín García	08/02/99	
75	Puesta en práctica del sistema de preferencias a otorgarse a los buques en las operaciones de entradas y salidas del Pto. comercial de Colonia	13/10/99	
76	Seguridad a la Navegación en el Río Uruguay PTO. Fray Bentos	05/11/99	

77	Seguridad a la Navegación del Río Uruguay y Pto. Nueva Palmira	05/11/99	DM 122
78	Comunicaciones con Centros Zonales de Puerto	21/02/00	
79	Facilidades portuarias, Alijo y Complementos de carga en el Río de la Plata	15/02/00	
80	Reglas para prevenir la contaminación por el vertimiento de basuras provenientes de buques que naveguen en aguas de jurisdicción nacional	08/12/00 DM	Nº 152
81	Adopción del Manual Internacional de los Servicios Aeronáuticos y Marítimos de Búsqueda y Salvamento (IAMSAR)	08/05/01	
82	Incorporación al Programa Título IV del Dec. N° 242/969 el curricular al del Curso Modelo OMI "Seguridad Personal y Responsabilidades Sociales"	0/09/01	
83	Adecuación de los criterios de cumplimiento previstos en la Disposición Marítima N° 82	31/12/01	
84	Adopción de pautas relativas a la Actividad Tráfico de Pasajeros y	22/05/02	
85	Servicio de Control y Vigilancia de Mercancías Peligrosas	12/06/02	
86	Prevención de la Contaminación del Medio Marino	19/11/02	DM Nº 111
87	Adecuación de los criterios de cumplimiento previstos en la Disposición Marítima N° 83	11/02/03	
88	Requisitos de equipamiento para los Buques Pesqueros con permisos de pesca categoría "C" (Fuera de zocopes y la ZEE) y Categoría "D"	07/05/03	DM Nº 120
89	Practicaje en embarcaciones de cabotaje- convoyes de remolque y empuje	29/07/03	
91	Reglamento marítimo del puerto de la Terminal del M´bopicuá (Río Uruguay)	29/10/03	
92	Requisitos de equipamiento y reporte para los buques pesqueros de Bandera Nacional que pesquen en la Zona Común de Pesca	21/11/03	DM97

93	Requisitos de reportes de buques pesqueros que deben poseer equipos VMS (VESSEL MONITORING SYSTEM)	31/12/03	DM N°120
94	Requisitos de equipamiento para los buques tanques y otros buques de arqueo superior a 300 TRB con certificados internacionales	12/03/04	
95	Buques que ingresan a puerto y posean plantas frigoríficas de amoníaco	10/08/04	DM N° 98
96	Norma para uso de remolcadores en el Puerto de Montevideo	10/08/04	DM N°116
97	Requisitos de Equipamiento y reporte para los buques pesqueros de bandera nacional de más de 10 TRB	24/08/04	DM N°120
98	Buques que ingresan a puerto y posean plantas frigoríficas de amoníaco	15/12/04	M N° 112
99	Pautas reguladoras para las embarcaciones de pesca artesanal	25/04/05	
100	Modificación de la Disposición Marítima N° 93	20/05/05	
101	Normas de seguridad para el transporte por vía marítima y fluvial de carbón animal o vegetal (no activado)	13/06/05	
102	Normas de seguridad para el transporte de harina de pescado en jurisdicción de la Prefectura Nacional Naval	05/07/05	
103	Convenio internacional sobre el control de los sistemas antiincrustantes perjudiciales en los buques	06/10/05	
105	Código internacional de gestión de la seguridad (IGS)	08/05/06	
107	Certificación para personal de un sistema de gestión de seguridad (SGS)	13/10/06	
108	Embarcaciones Deportivas o de Recreo de Bandera Extranjera	27/10/06	DM N° 130
109	Directrices para el control y la gestión del agua de lastre de los buques	27/11/06	
109 ALFA	Instrucciones y procedimientos	27/11/06	
109 BRAVO	Notificación de agua de lastre	27/11/06	

109 CHARLIE	Procedimientos existentes de cambio de agua de lastre y precauciones de seguridad que debe tenerse en consideración	27/11/06
109 DELTA	Resolución de OMI A. 868 (20) aprobada el 27 de noviembre de 1997	27/11/06
110	Embarcaciones que transportan, embarcan y desembarcan prácticos	28/03/07
111	Prevención de la contaminación del medio marino	10/04/07
112	Buques que ingresan a puerto y posean plantas frigoríficas de amoníaco	04/05/07
16	Normas de requerimientos técnicos para el uso y asistencia de remolcadores que operan en el puerto de Montevideo.	15/11/07
117	Normas de seguridad, construcción y equipamiento para las embarcaciones de prácticos.	07/03/08
120	Requisitos de equipamiento y repotes para los buques pesqueros de bandera	04/11/08
121	Requisitos de instalación de equipos de identificación y seguimiento de largo alcance en buques de bandera nacional (LRIT)	06/11/08
125	Requisitos de equipamiento para los buques de bandera nacional.	04/11/09
126	Puesta en ejecución de normas para la expedición de la patente de baqueano y funciones.	18/11/09
129 BRAVO AP. I	Guía para la evaluación de la protección del buque (EPB)	03/2010
129 BRAVO AP. II	Criterios para el desarrollo del plan de protección del buque (PPB)	03/2010
129 BRAVO AP.III	Diagrama de flujo del proceso de certificación del buque.	03/2010
129 BRAVO AP. IV-1 y IV-2	Certificado internacional de protección del buque.	03/2010

	Criterios para obtener la declaración del cumplimiento por parte de una instalación portuaria del código 129 CHARLIE internacional de protección de los buques y las instalaciones portuarias (Código PBIP)	03/2010
129 CHARLIE AP. I	Guía para evaluar la protección de una instalación portuaria.	03/2010
129 CHARLIE AP. II	Criterios para el desarrollo de un plan de protección de las instalaciones portuarias (PIIP)	03/2010
129 CHARLIE AP. III	Declaración de protección marítima entre un buque y una instalación portuaria.	03/2010
129 CHARLIE AP. IV	Diagrama de flujo del proceso de certificación de la instalación portuaria.	03/2010
129 CHARLIE AP. V	Modelo de declaración de cumplimiento de instalación portuaria.	03/2010
129 DELTA	Normas para el reconocimiento de una organización de protección (OPR).	03/2010
129 DELTA AP. I	Requisitos mínimos para cumplir por parte de las organizaciones de protección reconocidas (OPR) que deseen desarrollar actividades en jurisdicción de la República Oriental del Uruguay.	03/2010
133	Normas para prevenir la contaminación por buques que realicen operaciones de transferencia de hidrocarburos buque a buque en Zona Económica Exclusiva de la República.	DM 141
134	Requisitos para brindar apoyo a las operaciones de trasbordo de hidrocarburos en la zona económica exclusiva de la República Oriental del Uruguay	24/06/11
135	Constancias para expedir a los alumnos mercantes que realicen prácticas como candidatos a título	08/01/13
136	Control de operaciones de alije y/o complemento de carga	07/03/12

138	Capacitación de personal de tierra que participa en la manipulación de Mercancías Peligrosas.	DM 140
139	Determina zona de prohibición de la navegación	22/03/12
140	Capacitación de Personal de tierra que participa en la manipulación y transporte de mercancías peligrosas	22/08/12
141	Normas para prevenir la contaminación por buques petroleros que realicen operaciones de transbordo de hidrocarburos buque a buque en la zona económica exclusiva de la República	28/08/12
142	Normas de seguridad para los buques de apoyo o suministro mar adentro y buques para fines especiales	16/11/12
143	Normas para el cumplimiento de los Anexos I y V del MARPOL por parte de buques de Bandera Extranjera no atracados a muelle	08/01/13
144	Determina zonas de prohibición de la Navegación	30/05/14
145	Reglamento Marítimo del Puerto de la Terminal Portuaria Punta Pereira (Río de la Plata)	11/06/14
146	Capacitación de personal de tierra que participa en la manipulación y transporte de Mercancías Peligrosas.	06/09/14
147	Requerimientos relativos a la certificación de tracción a punto fijo y sistema de propulsión y remolcadores	26/08/14
148	Implementar Servicio de Patrón Asesor Nacional en Convoy de Remolcadores y Barcazas de otra Bandera que navegan el Río Uruguay	20/08/14

149	Normas complementarias para la prevención de la contaminación del Medio Ambiente	04/09/14
150	Normas para la habilitación y registro de empresas prestadoras de servicios para la prevención y el control de derrames de hidrocarburos y/o sustancias nocivas y potencialmente peligrosas (SNPP)	04/09/14
151	Gestión de Seguridad Operativa y Prevención del Medio Ambiente en Instalaciones y/o Terminales Portuarias y Construcciones offshore.	10/10/14
152	Reglas enmendadas para prevenir la contaminación por las basuras provenientes de buques que naveguen en aguas de Jurisdicción Nacional	23/10/14
153	Normas de Seguridad para los Buques de apoyo o suministro mar adentro y buques para fines especiales	12/11/14
154	Criterios de inspección y mantenimiento de obra viva en instalaciones de puesta en	30/12/14
155	Prohibición de pesca y fondeo en zonas de cables submarinos	19/01/15
156	Zonas de espera y fondeo este y oeste	29/01/15
157	Normas complementarias para la prevención de la contaminación del Medio Marino	30/04/15
158	Normas para la habilitación y registro de empresas prestadoras de servicios para la prevención y el control de derrames de Hidrocarburos y/o sustancias nocivas y potencialmente peligrosas (SNPP)	30/04/15
159	Determinar nuevas áreas de navegación de puertos nacionales y patentes de tráfico para la navegación de cabotaje	26/01/16
160	Auditoria de empleo de simuladores en los centros de formación y/o entrenamiento marítimo	16/02/16
161	Provisiones complementarias del área de formación marítima en concordancia con el Convenio STCW 98 enmendado	08/04/16
162	Certificado de salud marítima	15/04/16
168	Normas de seguridad operativa en los trabajos en buques	30/08/17

#### Posibles rutas y puntos de recarga fluviales.

Los barcos a hidrógeno son una novedad en el mundo que aún se encuentra en fase de desarrollo. Sólo hay pocos en fase experimental de tamaño pequeño. Los barcos de mayor desplazamiento sólo existen en planos y se espera en Japón a partir de 2024, también como en fase piloto.

Se hace una estimación de la autonomía muy aproximada de lo que un remolcador a celdas de combustible podría consumir. También podría tratarse de motores de combustión interna o turbinas que quemen hidrógeno, pero no es el caso de este estudio. Se estima que un barco podría consumir 2,25 kg de hidrógeno por kilómetro para el caso de pilas PEM (Proton Exchange Membrane). Muchos son los factores que determina la autonomía, estos son por condiciones de río, de diseño del propio buque, de la operación misma, etc.

Uno de los factores determinante es el volumen del combustible. Este debe ser almacenado a presión en un rango de entre 350 y 700 bar en cilindros convenientes para tal fin. Estos podrían colocarse sobre cubierta por condiciones de seguridad. Y una opción como los de 320 lts (0.5m diámetro, 2 m de largo) parecería una de las más convenientes. Se pueden agrupar en forma modular, ajustándose al diseño de cubierta de cada barco. El volumen almacenado determina la autonomía y se considera que el espectro podría variar de 150 a 400kilómetros. Se considera un remolcador de empuje de 100 metros de eslora y 10.5 metros de manga y 2500 caballos de potencia.

Los puertos son los lugares más convenientes para este tipo de operaciones. En primer lugar, por que cumplen con los mandatos de la Organización Marítima Internacional en lo que a seguridad y operaciones se refiere. En segundo término, se limita el área de operación a las áreas de las jurisdicciones portuarias, siendo las prefecturas locales la autoridad competente y en tercer término son los lugares por excelencia donde se hacen las operaciones de carga y descarga de los barcos.

Las rutas de navegación son únicas ya que se trata de un canal dragado en un solo río. Por un asunto de autonomía deben usarse puertos argentinos también. Los puertos destacados para poner estas instalaciones son:

- Asunción, km 1630
- Barranqueras, km 1200
- Reconquista, km 948
- Santa Fe, km 590
- Rosario, Km 420
- Nueva Palmira, km 140
- Zárate, km 110

A continuación, se adjunta la ruta de Hidrovía propuesta.

En verde se marca el trayecto sugerido para Paraguay, en Azul el correspondiente a Uruguay y en amarillo (marcado con puntos) se localizarían las estaciones de repostaje en los puertos pertinentes.

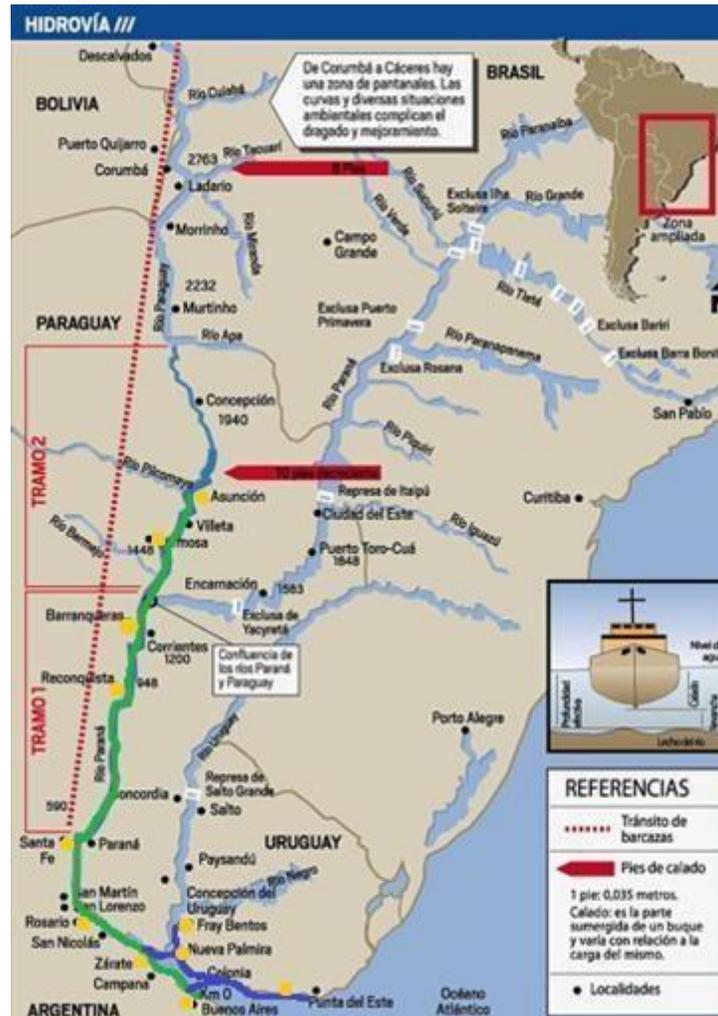


Figura 115 Ruta de Hidrovía y Estaciones de Repostaje Sugeridas

Paraguay tiene una de las mayores flotas fluviales del mundo, con lo cual las embarcaciones de esa bandera representan más del 90% de las embarcaciones de la hidrovía Paraná-Paraguay. Esta situación de predominio se acentúa en el Tramo Compartido del Río Paraná entre Argentina y Paraguay.

El grueso de la carga se realiza mediante el sistema de transporte en barcasas asistidas por remolcadores que facilitan la carga a granel tanto seca como húmeda (granos y combustibles). El armado de los convoyes está sujeto a la disponibilidad de la carga y al Régimen Único de Dimensiones Máximas para la Hidrovía Paraguay – Paraná (290 metros de eslora x 50 metros de manga), los cuales llegan a componerse de hasta 20 barcasas en el Tramo Compartido.

La flota fluvial que abastece el comercio se compone de empresas propietarias, armadoras u operadoras, destacándose U.A.B.L. S.A. con casi el 56% de los pases por la esclusa de Yacretá. Otros son directores Shipping S.A., Cargill, Maritime Shipping SRL, Naviera Chaco, Hidrovías do Brasil, etc.

El transporte marítimo- fluvial depende exclusivamente de motores de combustión interna que funcionan con derivados del petróleo. No hay hasta el momento indicios de otra fuente de energía que pueda sustituir en forma cierta en el corto y mediano plazo. El transporte es sensible a las variaciones de precio mundiales del crudo y estudiar otras alternativas de combustible es una cuestión razonable. Son muchos los factores que deben tenerse en cuenta al momento de fijar una autonomía de combustible. Los armadores y operadores navales lo saben de acuerdo con años de uso de remolcadores y consumo de combustibles.

Resistencia del forro del casco, hidrodinámica, régimen de revoluciones del motor, tonelaje, arrastre, sentido de escorrentía de las aguas, caudales de los ríos, condiciones climáticas, espera, limitaciones en tramos, y muchos otros factores hacen que no sea una regla perfecta sobre una tecnología que tiene casi un siglo y medio de uso. Pero miles de casos da una generalidad muy ligera, como para tener una aproximación y se puede especular que, si tenemos un consumo de 3,74 litros de gas oíl cada 1000 kilómetros para transportar 1 tonelada, entonces para recorrer el trayecto puerto de Asunción - puerto de Montevideo (capital de Uruguay) se necesitarían unos 5,26 litros por tonelada. Para un convoy de 24.000 toneladas se necesitarían unos 126.000 litros de Diesel.

Por supuesto que es una aproximación muy grosera y que no puede llevarse al plano hipotético de un tren de barcasas propulsadas a hidrógeno pues la relación no es lineal y no se disponen datos de consumo de una tecnología que no existe y que necesita años de desarrollo. Por otro lado, debe considerarse que no es igual la autonomía de un vehículo fluvial impulsado a fuel-cell (FC) que uno con motor de combustión interna (MCI).

Existen variantes de motores de combustión interna que funcionan con combustibles derivados del hidrógeno como el que quema amoníaco, metanol o etanol. La experiencia con estas alternativas es muy limitada por lo que tampoco hay una regla general. El repostaje se hace generalmente en instalaciones portuarias.

La autonomía es el tiempo que una embarcación puede funcionar sin abastecerse de combustible y agua o el número de horas que puede viajar a un régimen determinado.

Hablando hipotéticamente de que se usare hidrógeno para transporte fluvial ya sea para uso en pilas de combustible o celdas de combustible. Este debe ser almacenado en tanques para su ulterior uso. Debe existir una relación entre la demanda diaria y la capacidad de almacenaje. Esto es clave en el capex de la instalación. Hay hidrogeneras para repostaje de vehículos terrestres, pero aquí estaríamos hablando de muchos kilos de

hidrógeno y las instalaciones tendrán que parecerse más a sistemas de recarga de grandes buques o a transporte de combustibles como el amoniaco, el GLP, el Gas natural licuado.

Por último, el hidrógeno puede producirse localmente en la estación de repostaje o de forma centralizada en otra ubicación y luego entregarse. En el caso de la producción de hidrógeno descentralizada en la estación de servicio, el concepto de producción debe decidirse. Las opciones son un reformador para producir hidrógeno a partir de gas natural o un electrolizador para producir hidrógeno a partir de electricidad (renovable). El equipo de la estación de hidrógeno debe dimensionarse con precisión para la estación. Un diseño modular permite que las estaciones de repostaje de hidrógeno más pequeñas se amplíen gradualmente a otras más grandes si la demanda de hidrógeno también aumenta en línea con el aumento del número de vehículos.

No obstante, en el transcurso del desarrollo de las estaciones de servicio de hidrógeno, pueden producirse cambios estructurales que requieran un cambio a un concepto de estación de servicio diferente. Para asegurar una utilización de alta capacidad de la estación de servicio y, por lo tanto, lograr un rendimiento lo más estable posible, el hidrógeno debe suministrarse de acuerdo con las necesidades. Si una estación de repostaje de hidrógeno es grande más viable es económicamente. Las estaciones de repostaje serán instalaciones de los puertos.

Las rutas están dadas por los canales de navegación de los mismos ríos que constituyen la Hidrovía Paraná-Paraguay y los canales de acceso de los puertos de Montevideo y Buenos Aires, por ende, cuentan con dos únicas posibles rutas. La operación principal sería para la carga de cereales, granos y minerales que parten de Paraguay con rumbo al Rio de la Plata. Asunción y Montevideo son los dos puertos de mayor tráfico de barcasas de carga, incluyendo transporte de alcoholes y aceites. Las barcasas promedio cuentan con una carga bruta de 25 a 45 kilo toneladas. Factor importante para tener en cuenta es la limitante del calado y profundidad. Los buques cerealeros serían los principales operadores, pudiéndose abastecer de hidrogeno en los mismos puertos simultáneamente con la carga y descarga en dichos puertos. Sin embargo, si quisiéramos implementar buques de mayor calado tendrían que hacerlo en otras áreas, debido a las limitaciones de la Hidrovía.

## 8. Transporte de hidrógeno a larga distancia

El hidrógeno a largas distancias se puede transportar principalmente por dos vías: tubería y barcos.

### Transporte de hidrógeno por tuberías

El transporte de hidrógeno por tuberías se puede realizar transportando hidrógeno gas, mediante mezclas de hidrógeno y gas natural, y mediante la transformación de hidrógeno a otros vectores como el amoníaco o líquidos orgánicos (LOHC).

El transporte de hidrógeno gas a través de las tuberías existentes es una opción de bajo coste para suministrar grandes volúmenes de hidrógeno. Sin embargo, si se requiere la creación de nuevas tuberías, el coste de capital es alto.

Por otro lado, existe la opción de transportar amoníaco en oleoductos. Los oleoductos de amoníaco en los Estados Unidos actualmente alimentan cientos de puntos de venta y un total de 4.830 km de longitud. En Europa del Este, también existen 2.400 km de oleoducto de amoníaco desde Rusia a plantas de fertilizantes y químicos en Ucrania. Se destaca que la creación de nuevos oleoductos para el amoníaco es una opción más económica que la creación de nuevas tuberías para el hidrógeno puro. Sin embargo, si el uso final requiere hidrógeno puro, se necesita reconvertir amoníaco a hidrógeno, proceso que actualmente se encuentra en una etapa temprana de desarrollo. Además, esta reconversión requiere energía, que debería ser de origen renovable si se desea producción de hidrógeno verde.

Asimismo, los líquidos orgánicos son similares al petróleo crudo y al diésel, y también podrían utilizar los oleoductos existentes. Sin embargo, al igual que ocurre con el amoníaco, se debe añadir al coste de transporte el sobrecoste de transformación para obtener hidrógeno puro de forma renovable.

### Transporte por barcos.

Inicialmente, cabe destacar que la importación de hidrógeno por vía marítima supone un sobrecoste respecto a la producción in situ. Sin embargo, en países donde el coste de la electricidad es muy elevado este sobrecoste puede quedar diluido e incluso ser competitivo con producción local.

La distribución de hidrógeno por vía marítima se realiza prioritariamente como hidrógeno líquido. Por ejemplo, como se observa en la figura, la ruta Arabia Saudi-Japón supone un coste aproximadamente 15\$/kg de hidrógeno. Sin embargo, se espera que la economía de escala de este tipo de transporte suponga una fuerte disminución en el precio, consiguiendo reducir el coste hasta 1,7\$/kg de hidrógeno en 2030.

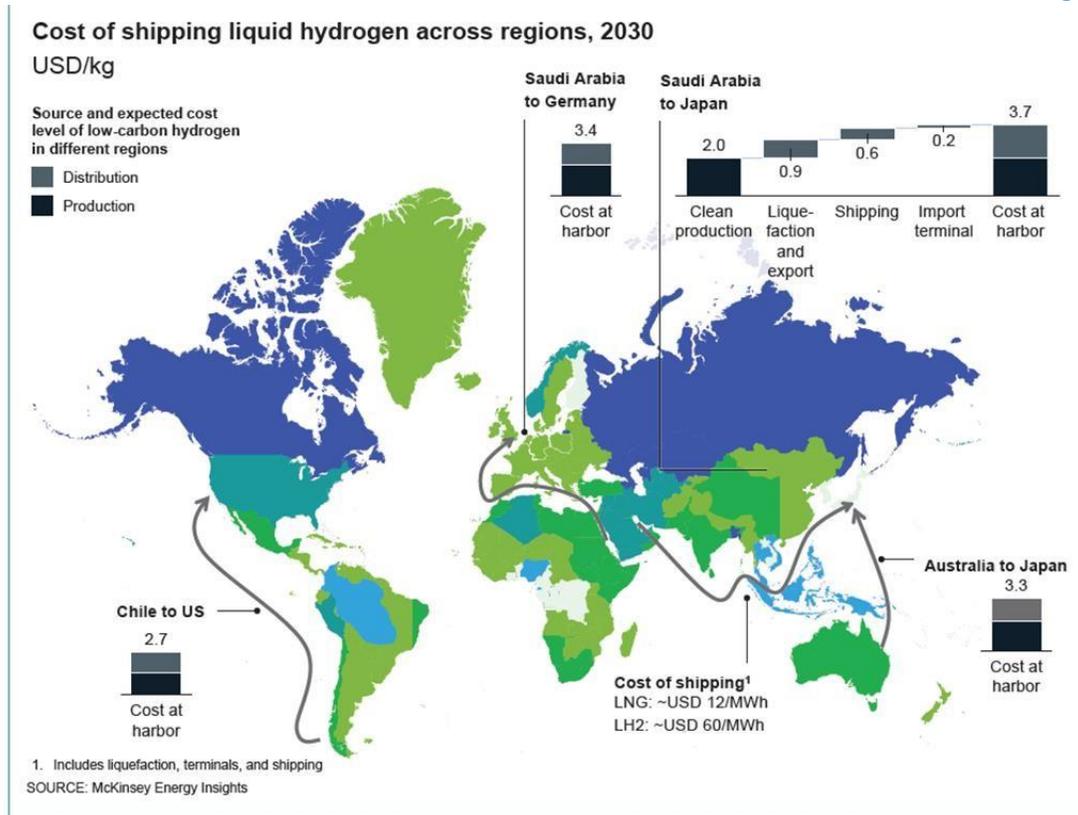
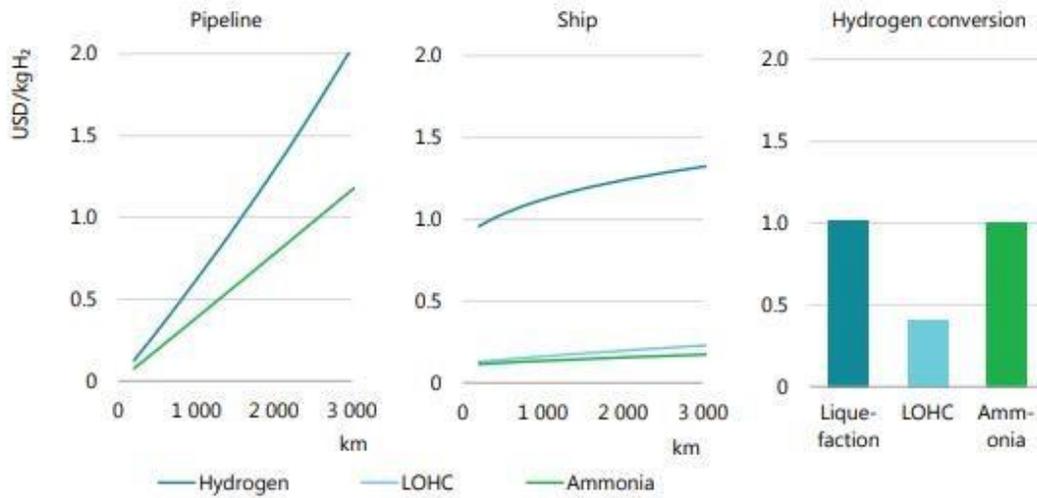


Figura 116. Coste de transporte larga distancia en barcos de hidrógeno líquido.

Atendiendo a la figura anterior, para conseguir un precio competitivo de distribución, se necesitaría un aumento de la capacidad típica de los barcos de 160 toneladas a unas 10.000 toneladas, y de la capacidad de licuefacción de 10 a 50 toneladas por día a hasta 500 toneladas por día.

### Comparación de transporte a larga distancia de hidrógeno

En términos generales, para distancias largas, el transporte de hidrógeno mediante amoniaco o líquidos orgánicos puede llegar a ser una opción más rentable que el transporte de hidrógeno puro, especialmente si el hidrógeno debe ser trasladado al extranjero.



Notes: Hydrogen transported by pipeline is gaseous; hydrogen transported by ship is liquefied. Costs include the cost of transport and any storage that is required; costs of distribution and reconversion are not included. More information on the assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).

Figura 117. Sobrecoste transporte larga distancia de hidrógeno. Fuente: IEA

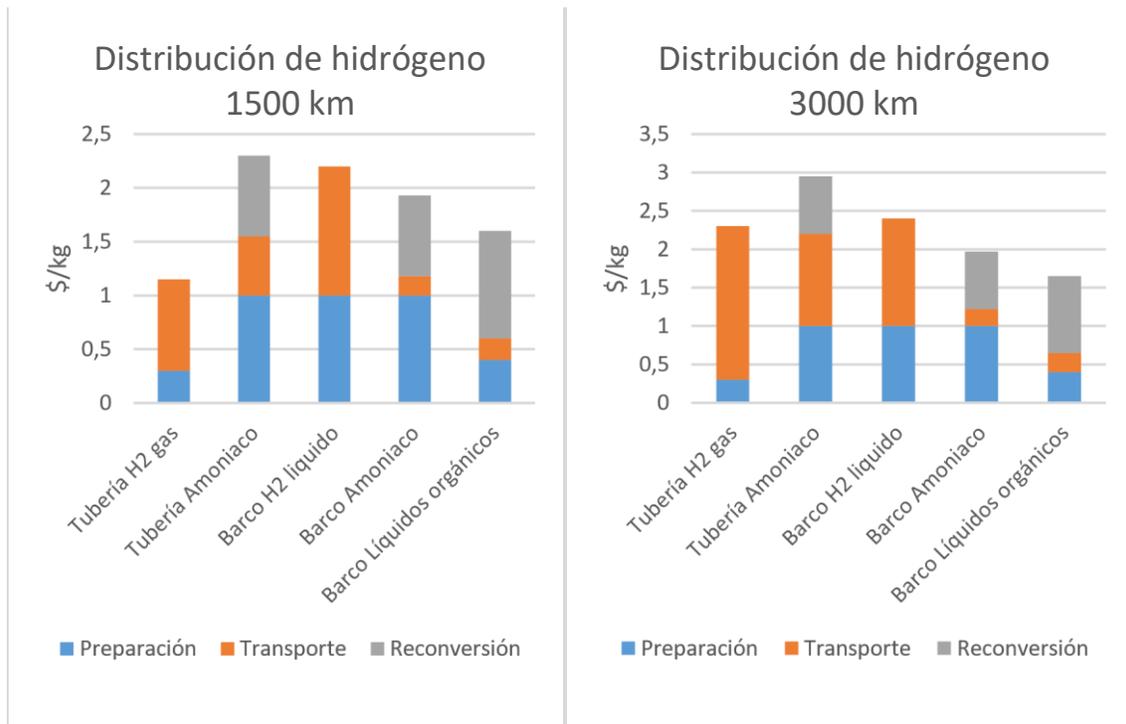


Figura 118. Sobrecoste alternativas de transporte de hidrogeno 1500km y 3000km.

Como se observa en la siguiente figura, para distancias inferiores a 3000 km, el coste de transporte de hidrógeno puro se reduce. Además, se debe considerar el sobrecoste a añadir de conversión de hidrógeno a estos vectores y la reconversión posterior. Este sobrecoste se puede observar de forma más sencilla en la siguiente gráfica, comparando la diferencia de coste con una distancia aproximada de 1500 km y de 3000 km:

En el caso de distribuir hidrógeno puro a distancias inferiores a 3000 km, el coste de transportar hidrógeno en tuberías es la opción más económica, con un coste aproximado de 1,1 \$/kg de hidrógeno. Sin embargo, en el caso de transporte en barcos el coste de transportar hidrógeno líquido sube al aumentar la distancia, pero en menor medida que el transporte de hidrógeno en tuberías. Si atendemos al coste de transportar hidrógeno en forma de amoníaco o líquidos orgánicos, este coste es muy similar independientemente de la distancia.

#### Hidrógeno en barcos

#### Pilas de combustible en barcos

El hidrógeno en vehículos es una de las alternativas para descontaminar el sector transporte. Así, el sector naval ha incrementado durante los últimos años su interés por el reemplazo parcial o total de sistema de propulsión basados en diésel, principalmente.

En la actualidad, se están desarrollando sistemas de pilas de combustible para barcos, pero todavía se debe seguir investigando y desarrollando este tipo de pilas de combustible para sustituir los motores principales. En esta sección, se exponen los tipos de pila de combustible más empleadas en barcos, proyectos demostrativos y la ingeniería del barco, detallando los componentes necesarios para la propulsión de barcos con hidrógeno.



Figura 119. Imagen de una embarcación propulsada por hidrógeno.

Fuente: Ned Stack

*Tipos de pilas de combustible utilizadas en barcos*

Las principales tecnologías de pila de combustible con potencial interés de aplicación en barcos son:

PEMFC

La pila de combustible PEMFC (PEMFC - Proton Exchange Membrane Fuel Cell) es una tecnología madura que se ha utilizado con éxito en aplicaciones marinas. Las pilas de combustible poliméricas se caracterizan por tener como electrolito una matriz polimérica conductora de protones, siendo por tanto una pila de tipo ácido, y emplean como combustible principalmente hidrógeno puro (con concentraciones alrededor del 99,99%) y como agente oxidante el oxígeno (que puede ser obtenido del propio aire circundante). La Figura 120 muestra de forma esquemática el comportamiento de una celda de combustible tipo PEMFC. En ella las irreversibilidades asociadas a la reacción química de combustión se han sustituido por un proceso electroquímico, de manera que el combustible se reduce en la superficie del ánodo, fluyendo los iones de hidrógeno ( $H^+$ ) hacia el cátodo a través del electrolito, donde reaccionan con el agente oxidante produciendo agua. Como parte de la reacción anódica se producen electrones, que a través de un circuito externo (carga eléctrica) son suministrados al cátodo, dando lugar a la reacción catódica. El electrolito tiene como misión impedir el paso de los electrones y separar el combustible y el agente oxidante, de modo que la reacción de combustión se reemplaza por reacciones redox en los electrodos:

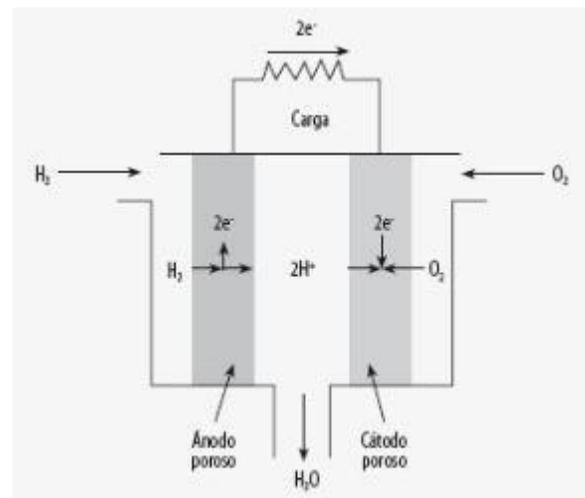
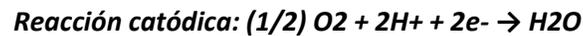


Figura 120. Operación de una celda de combustible de hidrógeno-oxígeno

La estructura formada entre electrodos y electrolito se denomina celda, y éstas suelen estar conectadas mediante placas bipolares formando una pila compacta. Las pilas tipo PEMFC operan a temperaturas relativamente bajas (40 °C - 80°C), suficiente para mantener la humedad del electrolito. Este tipo de pilas poseen una serie de ventajas que las hacen competitivas con respecto a las otras alternativas:

- Rango amplio de potencias que varían desde los miliwatios hasta los kilowatios, ya sean portátiles o estacionarias.

- b. Tiempo de arranque bajo al trabajar a temperaturas relativamente bajas.
- c. Pueden trabajar en cualquier orientación (no disponen de partes líquidas)
- d. Sin embargo, es necesario utilizar materiales electro catalizadores, ya que el funcionamiento de las pilas de combustible PEMFC a bajas temperaturas hace que la cinética de las reacciones electroquímicas sea más difícil.

Las PEMFC son capaces de trabajar empleando metanol como combustible, alimentado generalmente de forma gaseosa, aunque puede emplearse como líquido. El principal problema derivado de estos sistemas es la oxidación del metanol, que es una reacción más lenta que la del hidrógeno. Además, los catalizadores pueden envenenarse en presencia de CO, por lo que se debe añadir rutenio para proteger de la oxidación al catalizador bimetálico.

### SOFC

La pila de combustible de óxido sólido (SOFC) utilizan un compuesto cerámico de óxidos de metal (como calcio o circonio) como electrolito. Los iones intercambiados son aniones  $O^{2-}$ . La eficiencia es de aproximadamente el 60 por ciento y las temperaturas de funcionamiento son de aproximadamente 800-1000 °C. Las altas temperaturas de funcionamiento que posee esta tecnología hacen que con la recuperación de calor la eficiencia del combustible puede alcanzar alrededor del 85%. El tamaño de este tipo de pilas de combustible va de 1kW hasta cientos de kW.

Debido a las temperaturas tan altas no se requiere un reformador para extraer hidrógeno del combustible.

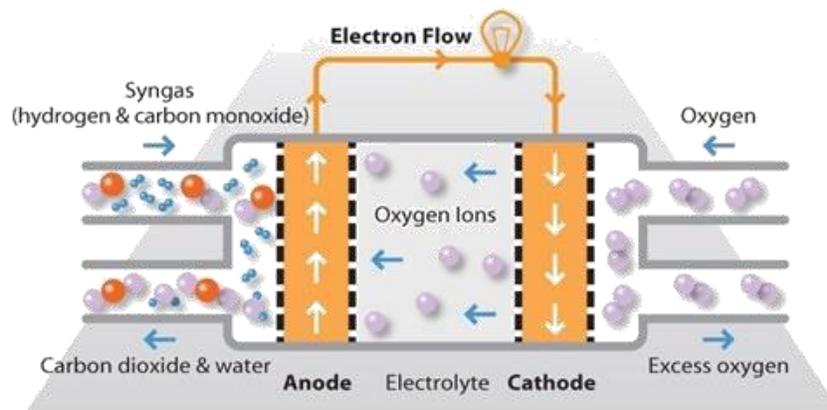


Figura 121. Esquema de funcionamiento de pilas de óxidos sólidos.

Existen ejemplos de usos de SOFC en buques, como el MS Forester en el proyecto SchIBZ.

Este tipo de pilas tiene varias ventajas sobre otras tecnologías. Una de ellas es la alta eficiencia alcanzada gracias a la recuperación de calor que se puede realizar también en el sistema. Además, debido a la naturaleza modular de las SOFC, estas ofrecen flexibilidad en la planificación de la capacidad de generación de energía.

MCFC

La pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) son pilas de combustible que funcionan a altas temperaturas. Emplean carbonatos de metales alcalinas, generalmente litio o sodio, en una matriz cerámica. El funcionamiento de este tipo de equipos se basa en el transporte de iones de carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) en la matriz cerámica.

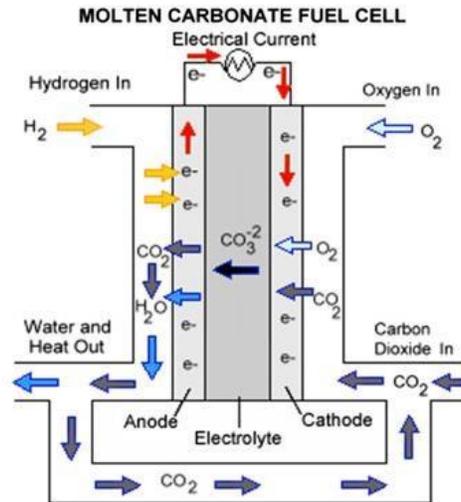


Figura 122.- Esquema de funcionamiento de pila de combustible de carbonatos fundidos.

Las temperaturas de funcionamiento de este tipo de pilas de combustible se sitúan entre 600 y 700 °C y consiguen eficiencias elevadas (casi del 60%) sin necesidad de materiales tan específicos como Ni o Pt como catalizadores, debido a la temperatura de funcionamiento. La elevada temperatura de funcionamiento a su vez permite trabajar con un amplio rango de combustibles gaseosos, no únicamente hidrógeno, sino hidrocarburos de reformado de petróleo, alcoholes o gases de vertedero entre otros.

La elevada temperatura de funcionamiento permite acoplarla a sistema de cogeneración energética, empleando el calor producido durante la reacción. Presenta menor uso que las anteriores en aplicaciones comerciales por su menor duración y por la corrosión que experimentan los materiales a altas temperaturas.

Proyectos de propulsión de barcos mediante hidrógenoFELLOWSHIP (MAROFF programme, Noruega)

Este proyecto surge con la finalidad de desarrollar una solución capaz de implementar pilas de combustibles en transporte con frecuencia dinámica. Para ello, se emplearon pilas de combustible de carbonato fundido de 320 kW que empleaban como combustible gas natural licuado, y llegaron a aplicarse en barcos marítimos de transporte de mercancías. Se desarrolló entre 2003 y 2011.

Este proyecto piloto ha sido clave para futuras áreas de desarrollo en el transporte basado en pila de combustible. Los resultados de este proyecto, a pesar de haber supuesto una inversión elevada, se han considerado un éxito técnico, al ser la primera instalación de este tipo para transporte marítimo de alta carga, y ha servido de catalizador para incrementar el interés de países y empresas en soluciones de este tipo.

FC-SHIP (GROWTH Program, Unión Europea)

Este proyecto europeo surge con la intención de evaluar y dar competitividad al mercado de las pilas de combustible en el contexto de la UE. Para ello, se realizó un estudio identificativo de potenciales usuarios de barcos movidos por pilas de combustibles, se evaluó la seguridad de estos sistemas en transporte marítimo, se estudiaron las posibilidades económicas y se estableció una hoja de ruta para las pilas de combustible en este contexto. Los esfuerzos de este estudio se llevaron a cabo con soluciones de pilas de carbonato fundido, óxido sólido y PEM.

De este estudio, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Los sistemas de pila de combustible son seguros para buques, aunque requiere un consenso internacional de regulación.
- Es urgente llevar a cabo más proyectos piloto y de demostración con sistemas del orden de cientos de kW de potencia.
- Los equipos basados en carbonatos fundidos y óxido sólidos requieren el uso de combustibles líquidos basados en hidrocarburos y son válidos para escalas de pocos MW (por lo que el desarrollo de estas tecnologías es necesario).
- Las soluciones PEM son adecuadas para equipos de menor tamaño, con operaciones a nivel local.
- No existen obstáculos importantes ni de seguridad para la aplicación de este tipo de sistemas en buques comerciales.

METHAPU (6FP-SUSTDEV, Comisión Europea)

Este proyecto nace a raíz de los primeros análisis de viabilidad que se realizaron durante el proyecto FellowSHIP, con los siguientes objetivos:

- Evaluar la madurez del metanol utilizando tecnología a bordo de un buque comercial.
- Validar la tecnología de pila de combustible de óxido sólido en aplicaciones marítimas.
- Introducir reglamentos necesarios para permitir el uso del metanol como combustible marítimo.
- Evaluar los impactos ambientales a corto y largo plazo.
- Promover futuras investigaciones en este campo.

El proyecto fue un éxito a nivel técnico, alcanzando 700 horas de funcionamiento de la pila de combustible de óxido sólido (funcionando con metanol) de 20 kW a bordo de un buque comercial, y llevando a cabo la evaluación de un sistema de hasta 250 kW.



Figura 123. Pila de combustible empleada en el proyecto METHAPU.

NEMO H2 (Colaboración Privada, Holanda)

El proyecto NEMO H2 aunó, en 2006, los esfuerzos de 5 compañías para la construcción de un bote movido por hidrógeno, el cual se emplea para transporte turístico de pasajeros en el centro de Ámsterdam. Esta nave presenta una capacidad de 100 personas aproximadamente y está impulsado por una pila de combustible PEM de 65 kW. Parte del proyecto consistía en instalar a su vez una estación de repostaje de hidrógeno en las proximidades a los canales de Amsterdam.



Figura 124. Barco Nemo H2 en los canales de Amsterdam.

SF-BREEZE (Colaboración Privada, San Francisco)

Este proyecto surge en 2015 como una colaboración entre Sandia National Laboratories, The Red and White Fleet, American Bureau of Shipping, US Coast Guard y un arquitecto naval, Elliot Bay.

Con este proyecto se pretende la instauración de un servicio de ferry en la costa de San Francisco, movido por pilas de combustible PEM de 120 kW (41 pilas en total), funcionando con hidrógeno líquido, y con capacidad para 150 pasajeros. Al igual que Nemo H2, pretende la instalación de una estación de repostaje en la costa de San Francisco



Figura 125. Ferry Royal Prince, movido por pila de combustible.

US SSFC (Office of Naval Research, Estados Unidos)

Este Proyecto se centra en reducir las brechas entre las aplicaciones de pilas de combustibles y sus aplicaciones navales. Para ello, se evaluaron pilas de combustible de 625 kW para carbonatos fundidos y módulos de 500 kW para pilas PEM, empleando diésel como combustible (los sistemas incluyen un sistema de reformado del diésel para producir H<sub>2</sub>).

Se construyeron sistemas de 2,5 MW a partir de los módulos mentados y se llevaron a cabo pruebas de campo. El gas no transformado se llevaba a turbinas de gases para realizar un completo aprovechamiento de los gases de reformado.

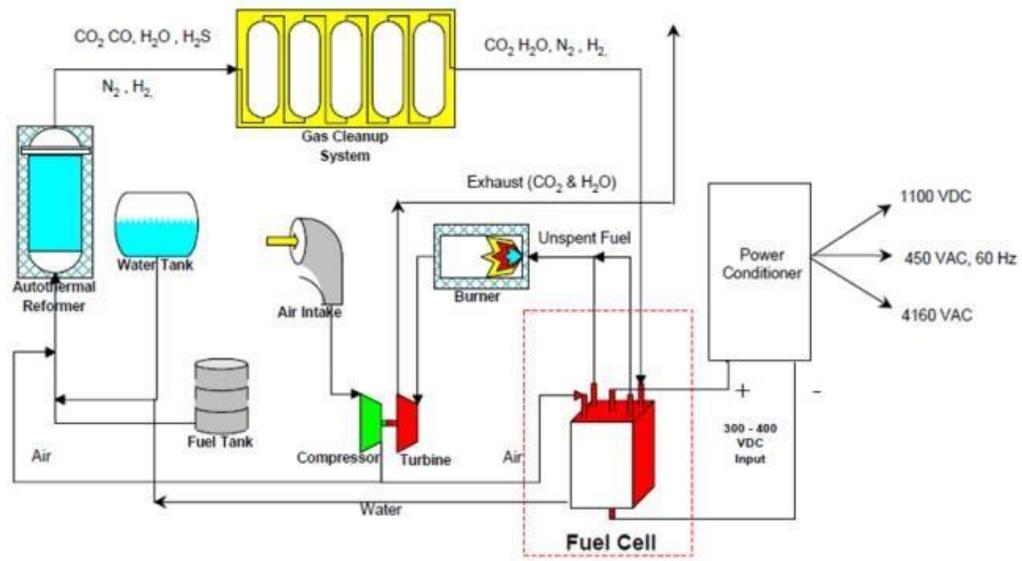


Figura 126. Esquema del sistema de Steam Reforming - Fuel Cell

FELICITAS (Rolls-Royce, Unión Europea)

El proyecto FELICITAS se centró en el desarrollo de tecnologías de células de combustible (FC) capaces de satisfacer las demandas del transporte de servicio pesado para aplicaciones viales, ferroviarias y marítimas.

FELICITAS se concentró en dos tecnologías FC más adecuadas para aplicaciones de transporte de servicio pesado:

- Células de combustible de electrolito de polímero (PEFC)
- Células de combustible de óxido sólido (SOFC).

El objetivo definido para FELICITAS era el desarrollo de trenes de accionamiento de pilas de combustible capaces de satisfacer las demandas del transporte pesado para aplicaciones por carretera, ferroviaria y marítima. Para lograr estos objetivos se eligieron los siguientes parámetros:

- Unidades potentes de más de 200kW de salida eléctrica. • Alta fiabilidad y larga durabilidad del sistema
- >10 000 horas de tiempo de operación.
- Alta eficiencia del sistema > 60%.
- Operación con diferentes combustibles de hidrocarburos, así como hidrógeno.

MC-WAP (6FP-SUSTDEV, Italia)

El objetivo principal del proyecto MC-WAP era desarrollar, construir e instalar un sistema de pila de carbonatos fundidos en un barco y dar a la industria marítima un benchmarking basado en pruebas reales y de tamaño real. El sistema MC-WAP consta de una unidad de procesamiento de combustible diésel y una unidad de pila de combustible.

Los resultados obtenidos incluían el diseño conceptual de sistemas de 500 kW empleables en transporte marino, se realizó una mejora del sistema conjunto pila de combustible – procesador de combustible y pruebas de estos sistemas onboard (de 150 kW).

ZEMSHIPS (Hamburg Ministry of Urban Development and Environment, Alemania)

Este proyecto tuvo lugar desde 2006 hasta 2010, y tiene como objetivo el diseño y construcción de un buque de pasajeros para uso comercial en Hamburgo, Alemania.

Esta nave funciona con un sistema de 50 pilas de combustible, de 48 kW cada pila, y emplea pilas de tipo PEM, movidas por hidrógeno presurizado. La principal prioridad de este proyecto era conseguir un vehículo completamente libre de emisiones,



Figura 127. Barco de transporte de mercancías en un río de Hamburgo.

E4Ships (National Innovation Programme, Alemania)

PA-X-ELL

El objetivo de este proyecto es reducir las emisiones en cruceros, yates y transbordadores mediante la integración de una red de energía descentralizada basada en pilas de combustible, y la revisión de los conceptos de seguridad para el uso de pilas de combustible a bordo de buques de pasajeros. Para permitir un sistema descentralizado y seguro, el proyecto se centra en las pilas de combustible PEM modulares de alta temperatura, que funcionan con metanol.

El proyecto se puso en marcha en abril de 2009 y finalizó la primera fase hasta diciembre de 2016, con sistemas de prueba en el ferry Mariella. En 2021, el proyecto pretende llevar a cabo pruebas con el ferry AIDAnova, con expectativas de más de 35.000 horas de funcionamiento para las pilas de combustible.



Figura 128. MS Mariella

### SCHIBZ

Este proyecto es parte del mismo consorcio que llevó a cabo el proyecto Pa-X-Ell. Con este sistema se pretendía realizar un sistema basado en pila de combustible de óxido sólido híbrido con baterías de ion litio. Mediante una pila de combustible de óxido sólido alimentada con diésel bajo en sulfuro, se alimentó al MS Forester durante 12 meses. Los gases producidos en la pila de combustible a 800 °C se recirculan para conseguir una recuperación energética superior.

### RIVERCELL

En la actualidad RiverCell es un estudio de viabilidad para un buque de pasajeros interior con una red eléctrica descentralizada y parte del proyecto faro "e4ships" (2015-2022).

Este sistema cuenta con pilas de combustible PEM de alta temperatura que formarán parte de un sistema híbrido distribuido que consta de tres generadores diésel, dos bastidores de pilas de combustible y dos baterías amortiguadoras. Dependiendo de la carga, los generadores diésel se pueden encender para permitir un accionamiento eléctrico casi silencioso en el puerto o al maniobrar. Las baterías sirven como un amortiguador contra picos de potencia. Las pilas propuestas son alimentadas por metanol y de 250 kW.

El barco está en construcción y se espera que se completen los ensayos en 2022.



Figura 129. Prototipo RiverCell-Elektra.

Tabla resumen de algunos de los principales proyectos:

Tabla 25.- Tabla resumen de los principales proyectos. MCFC (carbonatos fundidos), SOFC (óxido sólido).

Proyecto	Tecnología	Capacidad	Combustible
FellowSHIP	MCFC	320 kW	Gan natural licuado
METHAPU	SOFC	20 kW	Metanol
FCSHIP	MCFC - SOFC - PEM		Varios
NemoH2	PEM	60 kW	Hidrógeno
SF-Breeze	PEM	2,5 MW	Hidrógeno
MC-WAP	MCFC	150 kW (en operativo)	Diesel
US SSFC	PEM - MCFC	2,5 MW en módulos	Diesel
ZEMSHIPS	PEM	48 kW por módulo (50 módulos)	Hidrógeno
FELICITAS	SOFC	250 kW	Varios
Pa-X-Ell	PEM alta temperatura	60 kW	Metanol
SCHIBZ	SOFC	100 kW	Diesel
RiverCell	PEM alta temperatura	250 kW	Metanol / Hidrógeno

Detalle preliminar de ingeniería y layout barcos de hidrógeno.

En la mayoría de los casos, el barco está propulsado por un sistema eléctrico híbrido que incluye tanto pilas de combustible como baterías. Estos sistemas están diseñados para que las pilas de combustible funcionen en estado estable y las baterías están dimensionadas para requisitos de energía transitorios.

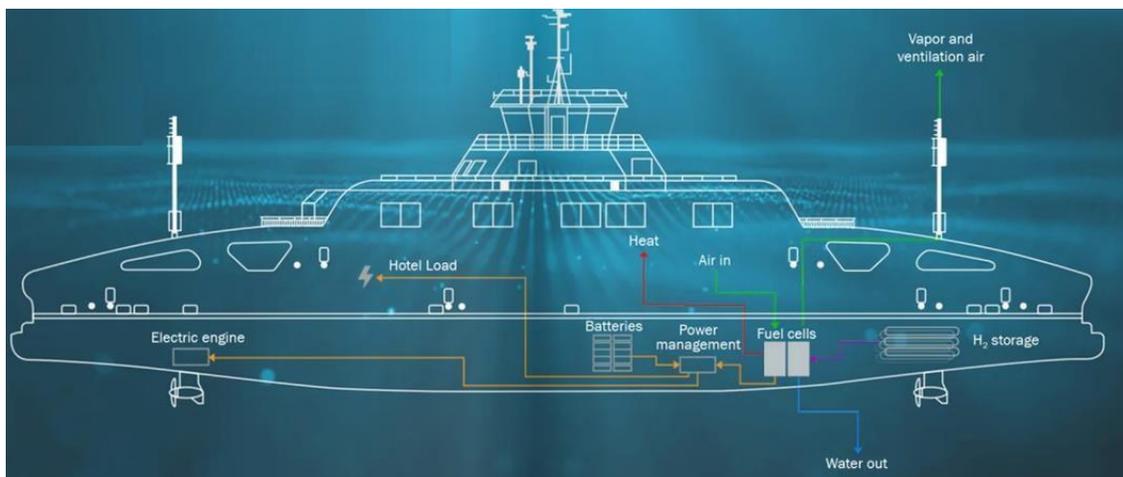


Figura 130 esquema general de una instalación de pila de combustible en un barco de hidrógeno.

Fuente ABB

A continuación, se muestran los equipos principales implicados en la propulsión de un barco mediante hidrógeno.

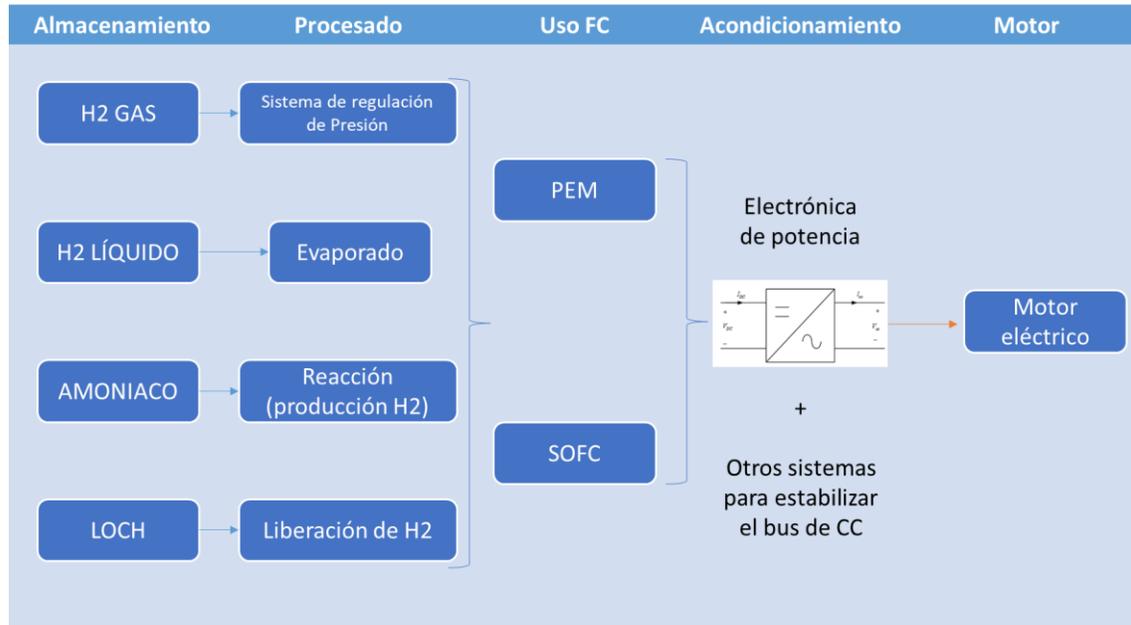


Figura 131 Esquema de posibles configuraciones de un barco de pila de combustible.

### Almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno en los barcos para su uso como combustible en el propio barco es todavía un tema que genera debate. Hasta la fecha ha habido limitaciones con respecto a dicho almacenamiento en áreas cerradas.

Las opciones de almacenamiento de hidrógeno son hidrógeno gas, hidrógeno líquido, amoníaco y líquidos orgánicos. A continuación, se muestra con detalle estas opciones:

#### Hidrógeno gas

Los depósitos de tipo III y IV son más ligeros, pero más costosos, son los que se suelen emplear en aplicaciones móviles, como puede ser en barcos. Se espera una reducción en el coste de este tipo de depósitos en los próximos años gracias a los avances en I+D+i de materiales como la fibra de carbono.

**Tipo III:** pared metálica interna muy delgada (normalmente de aluminio, por ser más ligero) recubierta por material compuesto en todas direcciones. En estos depósitos el material compuesto es quien soporta los esfuerzos mecánicos y la función de la capa interior metálica es impedir el paso del hidrógeno. Los más resistentes emplean fibra de carbono y operan hasta a 700 bar.

**Tipo IV:** su estructura es similar a los depósitos de tipo III pero la capa interna, en contacto con el hidrógeno, es de material plástico en lugar de metálico. También logran alcanzar altas presiones de operación (700 bar).

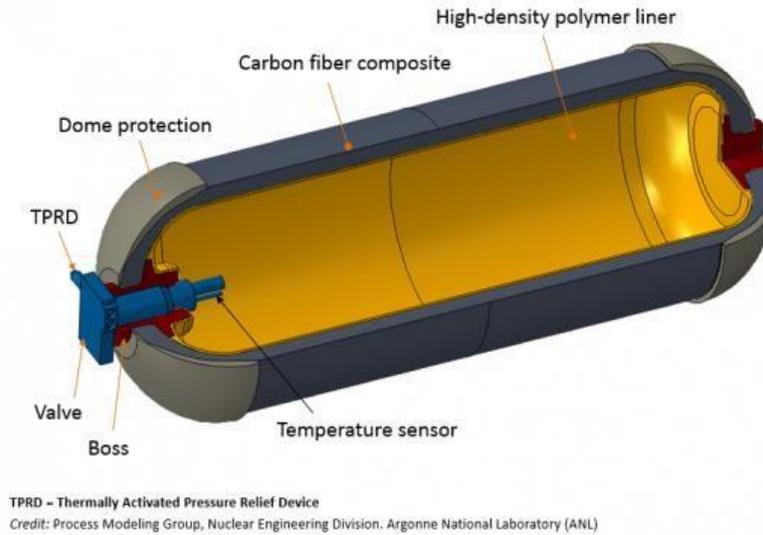


Figura 132. Depósito de almacenamiento.

Fuente: EERE, USDOE. [<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/physical-hydrogen-storage>]

### Hidrógeno líquido

El hidrógeno líquido, a presión atmosférica, tiene una temperatura de evaporación de  $-253^{\circ}\text{C}$  por lo que debe almacenarse en depósitos criogénicos, con elevado aislamiento térmico, para evitar que la evaporación del hidrógeno almacenado.

Los Códigos IGC e IGF regulan el almacenamiento de gas licuado a bordo de los buques. A pesar de ello, el hidrógeno está sujeto a regulaciones nacionales y, por lo tanto, debe ser evaluado caso por caso.

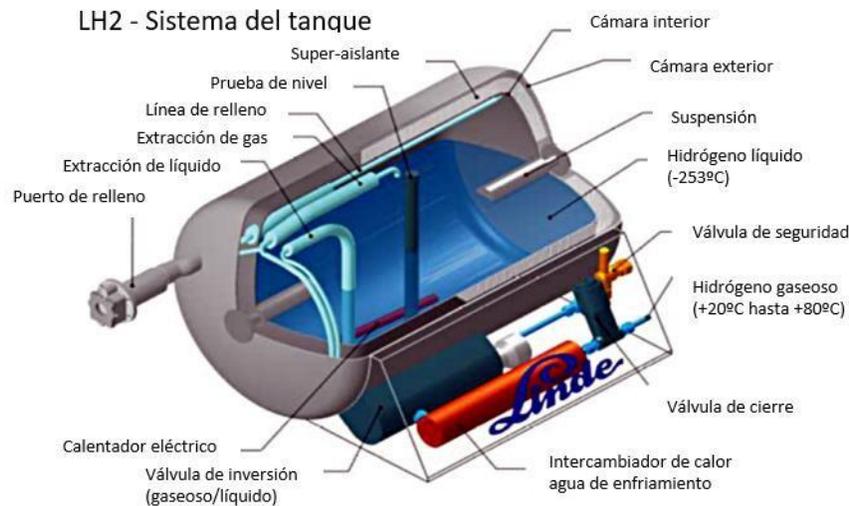


Figura 133 Depósito de almacenamiento de hidrógeno de Linde.

Un factor clave a la hora de elegir un tipo u otro de almacenamiento (hidrógeno gas o líquido) es el espacio disponible, y las distancias de seguridad marcadas para cada tipo de almacenamiento. Para una misma cantidad de hidrógeno almacenado, los elementos necesarios para un sistema de almacenamiento líquido son menos voluminosos y ocupan menor espacio; sin embargo, las distancias de seguridad que se deben mantener respecto a este tipo de almacenamiento son superiores.

### Amoniaco

Como se ha mencionado en la sección de transporte de hidrógeno a largas distancias, una de las opciones más utilizadas para almacenar hidrógeno es la conversión de hidrógeno puro en amoniaco mediante el proceso Haber Bosch para facilitar su transporte.

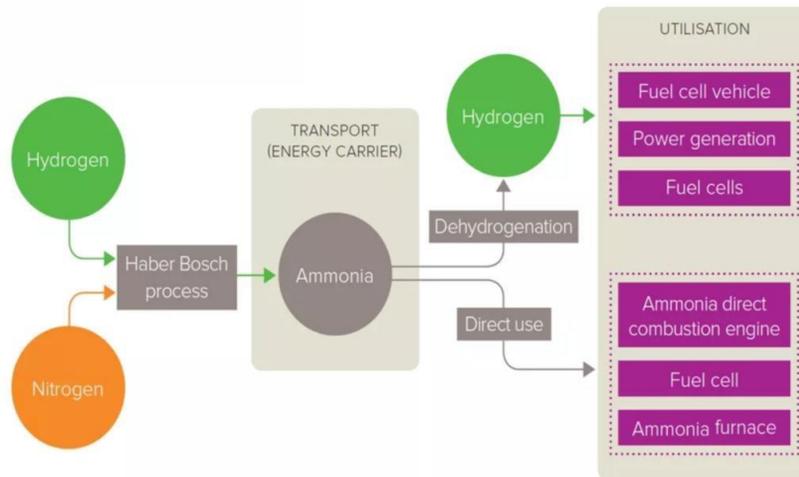


Figura 134. Esquema de proceso de transformación en amoniaco y su posterior reconversión en hidrógeno.

Fuente: The Royal Society 2018 (<https://www.ammoniaenergy.org/articles/ammonias-role-in-the-hydrogen-society/>)

El amoníaco tiene una densidad volumétrica muy buena (5 kg de hidrógeno están contenidos en 56 litros (15 gal.) de amoniaco a temperatura ambiente). Sin embargo, se debe transportar amoniaco adicional para superar la eficiencia de conversión.

Un sistema de almacenamiento de amoniaco a bordo se realiza mediante tanques que deben ser lo más ligeros posibles, pero con capacidad para soportar el peso y sobrepresión de del amoniaco. Se debe analizar caso por caso los problemas de seguridad asociados con el trabajo con amoniaco.

### Líquidos orgánicos

Los líquidos orgánicos (LOCH) se encuentran en estado líquido en condiciones ambientales y tienen propiedades similares a la gasolina y el diésel. La manipulación y el almacenamiento de los líquidos orgánicos se realiza en el mismo tipo de depósitos que los utilizados para la gasolina y el diésel.

El metanol es la opción de LOHC más económica para el almacenamiento y el transporte, seguida del dibenziltolueno y el tolueno.

### *Procesado*

#### Hidrógeno gas

El hidrógeno almacenado a presión requiere añadir un sistema de regulación de presión desde la presión del depósito a la presión de operación de la pila de combustible.

#### Hidrógeno líquido

Para utilizar el hidrógeno líquido en la pila de combustible, se deberá trasladar el hidrógeno a un cambiador de calor en el que el hidrógeno se evapore y alcance las condiciones de temperatura y presión adecuadas. El paso del depósito criogénico a este cambiador de calor/evaporador se llevará a cabo con bombas criogénicas o compresores de hidrógeno criogénicos (CHC).

Es habitual que este tipo de depósitos sufran pérdidas de hidrógeno por evaporación, con el paso del tiempo. Además, en el primer contacto del hidrógeno líquido del depósito, con los demás elementos de su línea (tuberías, bombas o el cambiador de calor) el hidrógeno se evapora hasta que las temperaturas de estos elementos se igualan a la del hidrógeno líquido. Este primer hidrógeno evaporado se suele ventear, suponiendo una pérdida de hidrógeno extra.

#### Amoniaco

El amoniaco es un combustible versátil que puede usarse directamente en pilas de combustible de óxido sólido de alta temperatura, o convertido mediante deshidrogenación para pilas de combustible de baja temperatura. Por otro lado, también podría usarse directamente motores de combustión interna.

La siguiente figura muestra el proceso de conversión de amoniaco a hidrógeno puro. El amoníaco líquido se bombea desde un tanque de almacenamiento a través de un intercambiador de calor para capturar el calor residual de los gases que salen del reactor de craqueo. Los gases precalentados luego pasan por un horno o combustor catalítico para calentarlos a las temperaturas necesarias para la reacción. La corriente que sale de la reacción se dirige a un sistema de separación que está optimizado para producir una corriente de hidrógeno muy pura dejando suficiente hidrógeno con el nitrógeno y amoniaco sin reaccionar para proporcionar calor para la reacción de craqueo endotérmico. Esta corriente se quema para suministrar calor a la reacción y eliminar el amoniaco sin reaccionar.

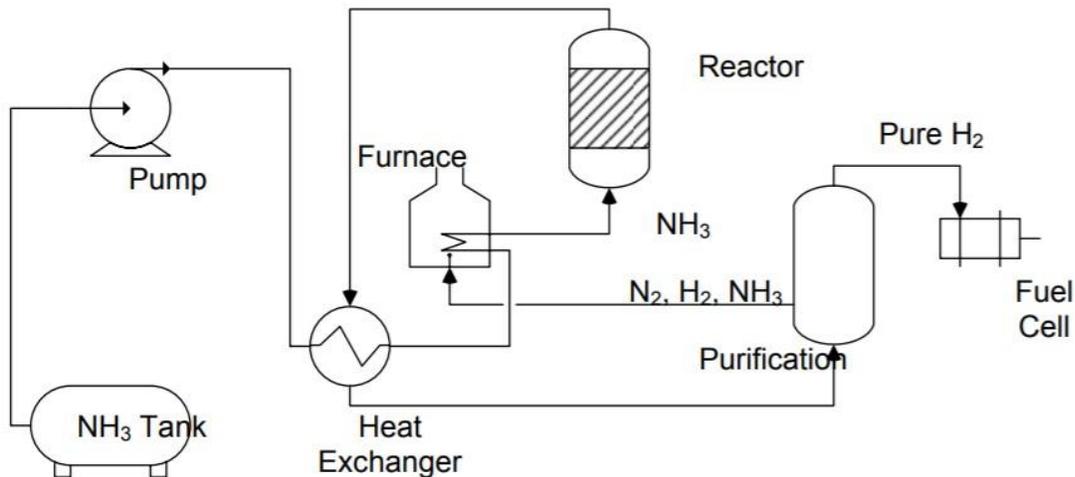


Figura 135. Proceso de conversión de amoníaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible.

Fuente: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto\\_nh3\\_h2\\_storage\\_white\\_paper\\_2006.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_h2_storage_white_paper_2006.pdf)

### Líquidos orgánicos

Se han considerado dos vías de procesado de líquidos orgánicos para producir hidrógeno puro, la deshidrogenación impulsada por la combustión de hidrógeno y la deshidrogenación impulsada por el calor residual. Los sistemas que funcionan con calor residual funcionan mucho mejor en términos de eficiencia.

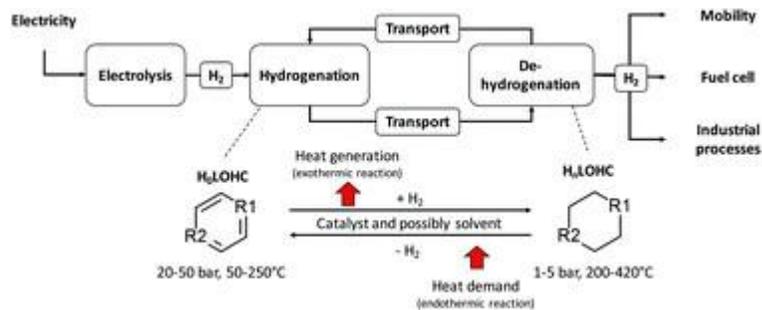


Figura 136. Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC.

Fuente: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/ee/c8ee02700e#!divAbstract>

### Uso de FC

Como se ha mencionado anteriormente, principalmente existen dos tipos de pila de combustible utilizadas en barcos, las pilas PEMFC y las pilas SOFC. Se recoge más información sobre dichas pilas de combustible y sobre proyectos de barcos propulsados por hidrógeno mediante este tipo de pilas en la sección 8.1

### Acondicionamiento

El acondicionamiento de la electrónica de potencia del sistema se realiza mediante un convertidor DC/DC y otros sistemas auxiliares que estabilizan el bus de potencia.

### Motor eléctrico

Por último, la electricidad producida en la pila de combustible es convertida en energía mecánica mediante el motor eléctrico para la propulsión de la embarcación.

### Análisis de costes de propulsión de embarcaciones.

Se ha recopilado información de tres tipos de embarcaciones de diferente envergadura (25MW, 4,5MW y 3,6MW) analizando su propulsión mediante tres tipos de combustible:

- Diésel
- Gas natural licuado
- Hidrógeno líquido

A continuación, se muestra información relativa al motor para cada una de las alternativas mencionadas, la capacidad de almacenamiento necesaria para la propulsión de cada embarcación y el consumo de combustible en cada caso.

Tabla 26. Comparativa técnica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 1

Transporte de contenedores marítimos

	Diésel	Gas natural licuado	Hidrógeno licuado - PEMFC
<b>Motor</b>			
Propulsion, MW	25	25	26,5
Grupo electrógeno auxiliar, MW	5,7	5,7	
<b>Almacenamiento de combustible</b>			
Combustible principal, ton	467	342	163
Diésel auxiliar, ton		39	
Combustible principal, m3	2500	1800	3300
Diésel de auxiliar, m3		300	
<b>Consumo de combustible</b>			
Combustible principal, g/kWh	172	146	60
Combustible grupo electrógeno, g/kWh	197	169	

En el caso de transporte de contenedores marítimos, una pila de combustible PEMFC de 26 MW reemplazaría el motor de propulsión de 25 MW y 3 grupos electrógenos auxiliares de 1,74 MW aproximadamente.

Tabla 27. Comparativa técnica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 2

Ferry de pasajeros

	Diésel	Gas natural licuado	Hidrógeno licuado - PEMFC
<b>Motor</b>			
Propulsion, MW	4,5	4,5	4,5
Grupo electrógeno auxiliar, MW	1,2	1,2	
<b>Almacenamiento de combustible</b>			
Combustible principal, ton	192	37	14
Diésel auxiliar, ton		48	
Combustible principal, m3	200	86	190
Diésel de auxiliar, m3		50	
<b>Consumo de combustible</b>			
Combustible principal, g/kWh	197	178	58
Combustible grupo electrógeno, g/kWh	215	205	

Para el ejemplo de ferrys de pasajeros, una pila de combustible PEMFC de 4,5 MW reemplazaría 2 motores de propulsión de 2,25 MW y 3 grupos electrógenos auxiliares de 300 kW.

Tabla 28. Comparativa técnica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 3

Remolcador de puerto

	Diésel	Gas natural licuado	Hidrógeno licuado - PEMFC
<b>Motor</b>			
Propulsion, MW	3,6	3,6	4,5
Grupo electrógeno auxiliar, MW	200	200	
<b>Almacenamiento de combustible</b>			
Combustible principal, ton	48	10	3
Diésel auxiliar, ton		10	
Combustible principal, m3	50	25	41
Diésel de auxiliar, m3		10	
<b>Consumo de combustible</b>			
Combustible principal, g/kWh	221	195	53
Combustible grupo electrógeno, g/kWh	235	205	

Por último, para el caso de remolcadores de puerto, una pila de combustible PEMFC de 4.5 MW reemplazaría dos sistemas de propulsión de 1,8 MW cada uno y 2 grupos electrógenos auxiliares de 100 kW.

Una vez definidas las necesidades de cada tipo de embarcación, se muestra un estudio económico, CAPEX y OPEX, de las alternativas de propulsión analizadas:

Tabla 29. Comparativa económica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 1

## Transporte de contenedores marítimos

	Diésel	Gas natural licuado	Hidrógeno licuado - PEMFC
<b>CAPEX</b>			
Propulsión, \$/kW	280	350	60
Grupo electrógeno auxiliar, \$/kW	380	505	
Control de emisiones de NOx, \$/kW	50		
Motor eléctrico/Transmision, \$/kW	70	70	120
Electrónica de potencia, \$/kW	60	60	60
Sistema de almacenamiento del combustible, \$/m3	50	2830	2960
Mejora de la nave, k\$		3000	3000
<b>OPEX</b>			
Combustible principal, \$/ton	700	620	4000
Diésel auxiliar, \$/kg		700	
Mantenimiento, k\$/año	290	460	607
Consumibles, k\$/año	170		
Ampliación de vida útil, k\$			200

Tabla 30. Comparativa económica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 2

## Ferry de pasajeros

	Diésel	Gas natural licuado	Hidrógeno licuado - PEMFC
<b>CAPEX</b>			
Propulsión, \$/kW	480	600	60
Grupo electrógeno auxiliar, \$/kW	540	718	
Control de emisiones de NOx, \$/kW	96		
Motor eléctrico/Transmision, \$/kW	70	70	120
Electrónica de potencia, \$/kW	60	60	60
Sistema de almacenamiento del combustible, \$/m3	50	12606	8540
Mejora de la nave, k\$		1375	1375
<b>OPEX</b>			
Combustible principal, \$/ton	700	620	4000
Diésel auxiliar, \$/kg		700	
Mantenimiento, k\$/año	83	105	78
Consumibles, k\$/año	53		
Ampliación de vida útil, k\$			33

Tabla 31. Comparativa económica de barcos Diesel, GNL e hidrógeno 3.

Remolcador de puerto

	Diésel	Gas natural licuado	Hidrógeno licuado - PEMFC
<b>CAPEX</b>			
Propulsión, \$/kW	426	535	60
Grupo electrógeno auxiliar, \$/kW	662	880	
Control de emisiones de NOx, \$/kW	97		
Motor eléctrico/Transmisión, \$/kW	70	70	120
Electrónica de potencia, \$/kW	60	60	60
Sistema de almacenamiento del combustible, \$/m3	50	16400	13000
Mejora de la nave, k\$		875	875
<b>OPEX</b>			
Combustible principal, \$/ton	700	620	4000
Diésel auxiliar, \$/kg		700	
Mantenimiento, k\$/año	89	100	65
Consumibles, k\$/año	53		
Ampliación de vida útil, k\$			26

Fuente: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f68/fcto-h2-at-ports-workshop-2019-viii5-ahluwalia.pdf>

Como se observa en las tablas, el CAPEX para la propulsión mediante hidrógeno licuado en una pila PEMFC tiene un coste inicial más bajo, sin embargo, el coste de almacenamiento del combustible es superior a las otras alternativas. En cuanto al OPEX, el coste de operación en la embarcación está principalmente ligado al coste del combustible.

#### Modelos de negocios sugeridos

Partiendo de la comparativa se puede observar que el TCO (total cost of Ownership o coste total de la propiedad) de la Figura 137 coste según los estudios de barcos para Diesel GNL e Hidrógeno líquido marcan que en la actualidad para transportes de mercancías puede ser superior doble que usar Diesel o GNL, para pasajeros inferior al doble y en horas ligeramente o casi igual. Es importante tener en cuenta que el coste que se asume en este estudio para el hidrógeno es inferior al aportado desde la tarea 1; en este estudio se asume un coste de 4\$/Kg suministrado líquido y los estudios pueden indicar un coste superior.

1. Container Ship



Image courtesy of General Dynamics NASSCO

2. Ferry



Image courtesy of Washington State Ferries

3. Harbor Tug



Image courtesy of Wärtsilä

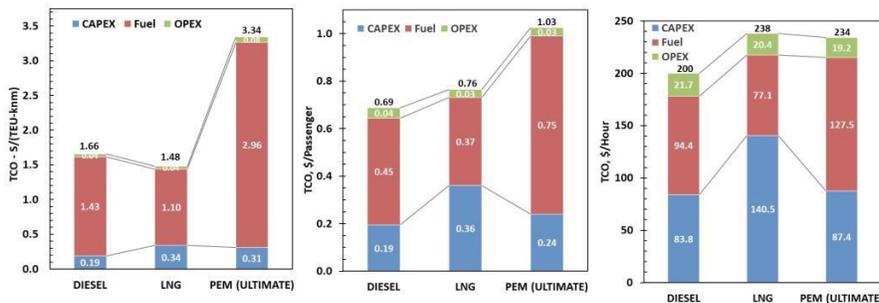


Figura 137. Comparativa entre diferentes combustibles y el TCO para cada una de ellas.

En esta comparativa permite obtener comparativas por TEU-knm (unidades equivalentes de 20 pies y mil millas Náutica) que permite comparativa de transporte de mercancías; por pasajeros y horas de funcionamiento.

Con estos escenarios y ante una hipotética implantación del sector transporte fluvial, lo recomendable sería empezar por transporte de personas y avanzar en un futuro en transportes de mercancías a medida que los precios de pilas de combustible bajen y los precios de fabricación de hidrógeno puedan reducirse.

Ante estas expectativas es posible plantear alternativas al hidrógeno líquido con amoniaco que permitan una transición usando amoniaco en motores de combustión y un posterior uso en pilas con la correspondiente conversión y purificación.

T.3. Viabilidad proyectos Fluviales.

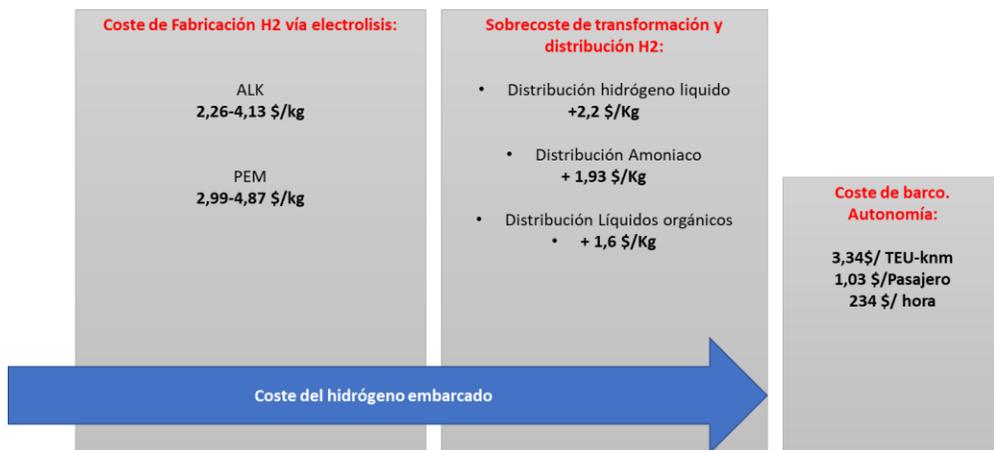


Figura 138. Comparativa de costes por bloques

## Conclusiones

El entregable 3 se ha centrado en identificar las rutas de transporte fluvial usadas en Paraguay Uruguay mostrando la notable importancia que tienen las hidrovías para ambas economías. Sin embargo, se destaca que el combustible más utilizado en este transporte es el diésel seguido del GNL.

Dado que Paraguay y Uruguay tienen compromisos con el acuerdo de París y apuestan por objetivos de desarrollo sostenible y bajo en emisiones, el sector fluvial es un candidato firme en el que llevar a cabo acciones, en un marco que incentive el sector privado para involucrase en esta visión. En este sentido, la utilización de sistemas de hidrógeno en el transporte marítimo se ha situado como un tema prioritario para gobiernos de todo el mundo.

Tanto Uruguay como Paraguay cuentan con un gran potencial para producir hidrógeno y utilizarlo en el transporte fluvial y pesado terrestre. Los potenciales clientes que podrían adoptar este tipo de transporte son los operadores de carga corporativos, empresas de correo y sobre todo los comerciantes que utilicen la Hidrovía Paraguay – Paraná para transporte de carga.

En el caso de Paraguay se ha observado un gran potencial para producir hidrógeno con parte de la energía que exportan a otros países, mientras que, en el caso uruguayo, sería ideal considerar producirlo con los excedentes de energía renovable. Los costos de transporte y distribución para el hidrógeno siguen siendo elevados, por lo que se recomienda reducir la distancia de consumo al máximo, sugiriéndose una generación en el mismo puerto o estación de repostaje conectado a la red eléctrica. Si el hidrógeno se produjese de forma centralizada en una ubicación muy alejada del puerto, el hidrógeno se podría transportar principalmente por dos vías: tubería y barcos.

En términos generales, para distancias largas, el transporte de hidrógeno mediante amoníaco o líquidos orgánicos puede llegar a ser una opción más rentable que el transporte de hidrógeno puro, especialmente si el hidrógeno debe ser trasladado al extranjero. En el caso de distribuir hidrógeno puro a distancias inferiores a 3000 km, el coste de transportar hidrógeno en tuberías puede alcanzar un coste aproximado de 1,1 \$/kg de hidrógeno. Para la distribución de hidrógeno en barcos, el coste de transportar hidrógeno líquido sube al aumentar la distancia, pero en menor medida que el transporte de hidrógeno en tuberías. Si atendemos al coste de transportar hidrógeno en forma de amoníaco o líquidos orgánicos, este coste es muy similar independientemente de la distancia.

En base a los modelos de negocio sugeridos en el entregable se concluye que la sustitución de barcos tradicionales por barcos propulsados por hidrógeno para el transporte de mercancías en el corto plazo es complicado, sin embargo, sí que se estima que a medio-largo plazo pueda sustituirse. Se recomienda empezar por transporte de personas y avanzar en un futuro en transportes de mercancías a medida que los precios de pilas de combustible bajen y los precios de fabricación de hidrógeno puedan reducirse.

Por último, se plantea como soluciones intermedias en el corto plazo, el uso de amoníaco en motores de combustión para permitir una transición hacia el posterior uso en pilas con la correspondiente conversión y purificación.

## Referencias

- Ordenanza Marítima de la Prefectura Naval Argentina.  
([http://www.prefecturanaval.gob.ar/web/es/html/ordn\\_pdf/3-1974-1.pdf](http://www.prefecturanaval.gob.ar/web/es/html/ordn_pdf/3-1974-1.pdf))
- Viceministerio de Minas y Energía de Paraguay.  
(<https://www.ssme.gov.py/>)
- Gobierno Nacional de Paraguay.  
(<https://www.paraguay.gov.py/>)
- International Energy Agency.  
(<https://www.iea.org/>)
- Anuario Estadístico de Uruguay del Ministerio de Transporte y Obras Públicas.  
(<http://www.mtop.gub.uy/anuario-estadistico-de-transporte-2016>)
- Parque Tecnológico Itaipu de Paraguay. (<https://www.pti.org.py/>)
- Gobierno de Uruguay. (<https://www.presidencia.gub.uy/>)
- Estadística de Flujo Marítimo, AFIP – Aduana Argentina.  
(<https://www.afip.gob.ar/manifiestos-carga-importacion/via-maritima/informacion-especifica/tablas.asp>)
- Banco de Desarrollo de América Latina (CAF). (<https://www.caf.com/>) • OLADE  
(Organización Latinoamericana de Energía). (<http://www.olade.org/>)
- Prefectura Nacional Naval del Uruguay.  
(<http://www.armada.mil.uy/index.php/institucion/organizacion/grandes-mandos/prefectura-nacional-naval>)
- Prefectura Naval Paraguaya. (<http://www.prefecturanaval.mil.py/>)
- Bloomberg NEF. (<https://about.bnef.com/>)
- IRENA. (<https://www.irena.org/>)
- <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f68/fcto-h2-at-ports-workshop-2019-viii5-ahluwalia.pdf>
- Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain
- The Royal Society 2018

## ANEXO IV: Ofertas de fabricantes de barcos

Se ha solicitado ofertas a los siguientes proveedores:

- CIESA: Sin respuesta
- ASTILLEROS CHACO: Sin respuesta
- ASTILLEROS PARANASUR: Sin respuesta
- UNIDELTA: Sin respuesta
- ALIENZA URUGUAY: Sin respuesta
- TSAKOSMONTE: Sin respuesta
- BUQUEBUS: Sin respuesta

## Conclusiones del Informe

El presente informe ha analizado los aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una economía del hidrógeno en Paraguay y Uruguay dividiendo el estudio en tres secciones:

- i) Comparación de las tecnologías de electrolisis alcalina y PEM y su aplicación en ambos países.
- ii) Estudio de condicionantes para aplicaciones de transporte pesado por carretera. iii) Estudio de condicionantes para aplicaciones en transporte marítimo-fluvial.

En la primera sección se han obtenido las siguientes conclusiones:

- La mayoría de los fabricantes de electrolisis se encuentran en Europa, Asia y Norteamérica. Se ha conseguido recopilar ofertas de 7 fabricantes de electrolisis en el marco de este estudio (equipos de 2.5MW). Se observa que hay más alternativas de equipos PEM que alcalino porque **los alcalino se están centrando en potencias superiores a los 5MW**.
- A partir de valores de referencia (**IRENA, AIE, FCHJU**) y la información aportada por los fabricantes el coste de inversión determina que es mejor utilizar tecnología alcalina, principalmente por ser más eficiente y de mayor madurez. Sin embargo, **se prevé que en los próximos años la tecnología PEM mejore considerablemente** aumentando su capacidad de producción de hidrógeno y disminuyendo su coste.
- Respecto a la normativa se observa una **ausencia de regulación específica** para el hidrógeno en aplicaciones energéticas **en Paraguay y 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.
- Respecto a las barreras de entrada a estas tecnologías, además de la necesidad de desarrollar una normativa, se destaca la **necesidad de desarrollar una Hoja de Ruta** y la creación de un plan de acción para la instauración de proyectos relacionados con el hidrógeno verde en los dos países. El establecimiento de una cadena de valor competitiva y la concienciación sobre el potencial de descarbonización son puntos clave para permitir a estas regiones el despliegue de las tecnologías del hidrógeno.
- Los resultados obtenidos en el estudio de producción de hidrógeno en tres escenarios (pesimista, 8 horas de producción; probable, 12 horas; y optimista, 16 horas) demuestran que para la **tecnología PEM** el coste de hidrógeno en **Paraguay se situaría entre 4,65 y 2,97 USD/kg y en Uruguay entre 5,56 y 3,83 USD/kg**, mientras que, en el caso de la **electrolisis alcalina**, los costes en Paraguay serían de entre **3,19 y 2,27 USD/kg y en Uruguay de entre 4,16 y 3,11 USD/kg**.
- La franja de los **2,5MW** marca un límite donde las ventajas de una y otra tecnología no permite decantarse claramente por una u otra, ya que **una tecnología facilitara su instalación, operación, pero a en largo plazo por eficiencia tendrá un coste superior (tecnología PEM) y la otra tecnología complica el desarrollo inicial del proyecto al requerir de unas instalaciones más complejas, pero podría alcanzar precios inferiores de coste de hidrógeno (tecnología alcalina)**.

En la segunda sección se han obtenido las siguientes conclusiones:

- Para una estación de repostaje de hidrógeno de aproximadamente una capacidad de suministro **500 kilogramos de hidrógeno al día** a una presión de **350 bar**, se recomienda la selección de la **configuración I, II y V** de las configuraciones de estaciones de repostaje mostradas en el informe.
- Se han detallado las etapas implicadas en el proceso, la modalidad de suministro de hidrógeno y los **componentes necesarios** de la estación de repostaje (panel de distribución desde semirremolques, sistema de compresión, sistema de almacenamiento a distintas presiones, sistemas de pre-enfriado (Precooling) y sistema de dispensación).
- Dentro de este análisis, se ha considerado para la producción de hidrógeno el coste medio entre tecnologías y países, partiendo de un **precio de hidrógeno de 3,74 USD/kg**. Se ha asumido coste de **almacenamiento y distribución de 1,9 USD /kg** (para semirremolque presurizado), **3,5 USD/kg** (para semirremolque de hidrógeno líquido) y **1,4 USD/kg** (para tubería). Finalmente, por análisis de CapEx y OpEx, el sobrecoste de **dispensado de hidrógeno se estima en 3,24 USD/kg** de hidrógeno para una estación amortizada en 10 años, y **2 USD/kg** para una estación amortizada en 20 años.
- A partir de estos datos, se ha realizado un estudio de las diferentes alternativas propuestas (producción in situ, distribución en semirremolque de hidrógeno gas, distribución en semirremolque de hidrógeno líquido y distribución por tubería), calculando el coste del kilómetro recorrido por cada autobús sin tener en cuenta operarios ni financiación. Este coste es de entre 0,68-0,99 USD/km recorrido.
- Como conclusión, se extrae que la opción preferible para el escenario de producción de 2.5MW es la **instalación de electrolizador in-situ en la estación de repostaje** para evitar el sobrecoste de distribución. En este caso el **coste final del hidrógeno** sería de aproximadamente **6,8 USD/kg** y un **coste por kilómetro recorrido de 0,68 USD/km**.

Finalmente, a partir del estudio realizado durante la tercera sección se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- **Tanto Uruguay como Paraguay** cuentan con un **gran potencial para producir hidrógeno verde** y utilizarlo en el transporte fluvial y pesado terrestre. Los potenciales clientes que podrían adoptar este tipo de transporte son los **operadores de carga corporativos, empresas de correo y sobre todo los comerciantes** que utilicen la Hidrovía Paraguay – Paraná para transporte de carga.
- Para el caso de **Paraguay**, se recomienda el empleo de la **energía exportada** a otros países para obtener hidrógeno, mientras que, en el caso de **Uruguay**, existe un **alto potencial de excedente renovable** que podría emplearse en electrolisis.
- Se debe realizar la **producción de hidrógeno de forma distribuida**, para disminuir al máximo los sobrecostes de distribución del hidrógeno. Para **instalación lejana** a puertos, se recomienda realizar el transporte **por tuberías y barcos**.
- Para **transporte a larga distancia**, se recomienda realizar la **síntesis de amoníaco o líquidos orgánicos** para el transporte del hidrógeno generado. En el caso de distribuir hidrógeno puro a distancias inferiores a **3000 km**, el coste de transportar hidrógeno en tuberías puede alcanzar un coste aproximado de **1,1 \$/kg de hidrógeno**.

- Para la **sustitución de barcos tradicionales**, se ha concluido que, a **corto plazo**, es una **sustitución complicada**. Sin embargo, se propone a **corto-medio plazo** el empleo de **amoníaco en motores de combustión** para posteriormente, a **medio-largo plazo** realizar la sustitución por **barcos de pila de combustible**, iniciando por el **transporte de personas** y en un futuro, emplear estas tecnologías en **transporte de mercancías**.

También se recomienda como lecciones aprendidas del documento de consultoría y en la experiencia propia de Ariema que es importante:

1. Definir claramente las condiciones y objetivos a la hora de implantar un proyecto, estudiando bien las alternativas e incorporando proveedores y tecnología.
2. Buscar buenos proveedores que garantice el suministro y el soporte después de la venta.
3. Planificar no solo el coste del proyecto sino la vida completa del mismo. Nuestra experiencia implica que en muchos proyectos se consigue financiación para llevar a cabo el proyecto, pero luego por falta de apoyo se quedan parados y sin casi uso durante la vida.