

Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

ESTADO DEL ARTE DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE OFFSHORE

Autor: Francisco Collado Martín

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

ESTADO DEL ARTE DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE OFFSHORE

Autor:

Francisco Collado Martín

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Grado: ESTADO DEL ARTE DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE
OFFSHORE

Autor: Francisco Collado Martín

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mis padres y hermano, por ser mi apoyo fundamental, oído de mis cavilaciones y fuente de críticas, siempre constructivas.

A mis profesores de la Escuela, por su saber hacer y su dedicación.

A mis amigos, no a todos, sí a muchos, por poner el hombro y la oreja cuando más lo he necesitado.

El siglo XX ha estado marcado por la explotación y el uso intensivo de los combustibles fósiles para producir la energía necesaria que satisfaga una demanda creciente en el tiempo. El sector transporte básicamente emplea el petróleo en sus diferentes cortes de destilación como combustible para los motores de combustión interna, y los edificios, tanto residenciales como terciarios, necesitan energía eléctrica, generada en gran parte por centrales térmicas y de ciclo combinado, para el funcionamiento de los equipos de una sociedad cada vez más electrificada. El sector industrial, el más intensivo, también requiere tanto electricidad como calor de combustión para llevar a cabo los diferentes procesos de transformación de materias primas.

Las emisiones de gases de efecto invernadero que producen estos combustibles en su combustión son causante del conocido como cambio climático, cuyos efectos devastadores en la naturaleza de nuestro planeta son ya visibles y difíciles de atenuar. Para ello es vital que los países en su conjunto adopten medidas inminentes que consigan transformar el actual sistema energético a uno eficiente basado en fuentes de energía limpia. Ya en el siglo XXI, esta transformación ha dado sus primeros pasos, principalmente, con la implantación de diferentes instalaciones de energía renovable y su inclusión en el mix energético, aunque esto no es suficiente. Aunque las energías renovables sean limpias en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero, su baja gestionabilidad provoca la necesidad de disponer de otras tecnologías para cubrir las necesidades energéticas en períodos en los cuales las fuentes de energía primaria renovables no son suficientes.

El hidrógeno se plantea como una de las pocas soluciones limpias para almacenar y posteriormente generar energía eléctrica de origen renovable. Un sistema energético basado en el hidrógeno es el plan de transformación que plantean los diferentes países del mundo, y en particular la Comisión Europea a sus países miembros, para lograr el objetivo de la descarbonización de los diferentes sectores y cumplir con el Acuerdo de París de limitar el aumento de la temperatura global del planeta a 1,5°C.

En este trabajo se explicarán las diferentes tecnologías para producir, almacenar y transportar el hidrógeno de origen renovable, centrándonos en las instalaciones de energía renovable en alta mar (offshore), donde las condiciones de las diferentes fuentes de energía primaria renovable son más estables, de mayor intensidad y provocan un menor impacto a los seres vivos.

ABSTRACT

During the whole Twentieth century, exploitation and intensive use of fossil fuels have been essential to provide the necessary energy to satisfy an increasing demand through time. The transport sector basically uses petrol in its different distillation cuts as fuel for internal combustion engines, and buildings, both residential or tertiary, need electric energy, mostly generated in thermal and combined cycle plants, for the proper working of the devices of an increasingly electrified society. The industrial sector, the most energy demanding one, also requires both electricity and combustion heat to carry out the different processes of raw material transformation.

Greenhouse gas emissions that are produced by these fuels during their combustion are causing the well-known Global Warming, which devastating consequences in the Nature of our planet are already present and hard to deal with. Therefore, it is essential that all countries take immediate actions that succeed in transforming the current energetic system into an efficient one based on clean energy. Now during the Twenty-first century, this transformation has given its first steps, mainly with the setup of different renewable energy plants and their inclusion in the energetic mix, although this only is not enough. Even if the renewable energies are greenhouse gas emissions friendly, their poor manageability creates the need to dispose of other technologies to cover the energetic needs during periods in which the sources of primary renewable energy are not enough.

Hydrogen stands as one of the few clean solutions to store and therefore generate renewable originated electric energy. An energetic system based on hydrogen is the transformation plan that many countries in the World have put on the table, and in particular the European Commission to its members, to achieve the goal of decarbonization of the different sectors and comply with the Paris Agreement to limit the global temperature raise to 1,5° C.

In this project there will be an explanation of all the different technologies to produce, store and transport hydrogen from renewable sources, paying attention on renewable energy plants in high seas (offshore), where conditions of the different primary sources of renewable energy are more stable, intense and they have a lesser impact on the wildlife.

ÍNDICE

Resumen	9
Abstract	11
Índice	12
Índice de Tablas	14
Índice de ilustraciones	16
1 Situación energética actual	18
1.1. <i>Generación de energía eléctrica</i>	20
1.2. <i>El sector transporte</i>	21
2 El hidrógeno como vector energético	22
2.1. <i>Línea del tiempo: Historia del hidrógeno</i>	24
3 Métodos de producción de hidrógeno	25
3.1. <i>Reformado de combustibles (Steam Methane Reforming, SMR)</i>	26
3.2. <i>Electrólisis del agua</i>	29
3.2.1. <i>Leyes de Faraday de la electrolisis [22]</i>	29
3.2.2. <i>Tipos de electrolizadores [17]</i>	30
3.2.3. <i>Termodinámica de la electrolisis [25]</i>	34
3.3. <i>Ciclos termoquímicos [30]</i>	38
3.4. <i>Fotólisis [7]</i>	40
4 Electrólisis del agua de mar	41
4.1. <i>Fuentes de energía renovable offshore</i>	41
4.2. <i>Electrólisis del agua de mar</i>	42
4.2.1. <i>Composición del agua de mar</i>	42
4.2.2. <i>Reacciones electrolíticas</i>	43
4.3. <i>Desalación del agua de mar</i>	52
5 Transporte y almacenamiento del hidrógeno	55
5.1. <i>Inyección de hidrógeno en las redes de gas natural</i>	55
5.2. <i>Almacenamiento de hidrógeno</i>	58
5.2.1. <i>Almacenamiento de hidrógeno a presión</i>	59
5.2.2. <i>Almacenamiento de hidrógeno líquido</i>	61
5.2.3. <i>Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos</i>	62
5.2.4. <i>Almacenamiento de hidrógeno en hidruros químicos</i>	64
5.2.5. <i>Almacenamiento de hidrógeno en nanotubos de carbono</i>	64
5.3. <i>Transporte del hidrógeno a la costa</i>	65
6 Proyectos en marcha	66
6.1. <i>Proyectos a nivel internacional</i>	68
6.2. <i>Proyectos a nivel europeo</i>	70
6.3. <i>Proyectos a nivel nacional</i>	72
7 Perspectiva y conclusiones	74
Referencias	77
Glosario	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Poder calorífico de algunos combustibles [6]	21
Tabla 2: Reacciones que tienen lugar en un electrolizador alcalino [17].	32
Tabla 3: Reacciones que tienen lugar en un electrolizador tipo PEM [17].	33
Tabla 4: Ciclos termoquímicos más estudiados en la actualidad [17].	39
Tabla 5: Proporción de sales disueltas en el agua de mar [34]	43
Tabla 6: Clasificación de los procesos de desalación en función de la forma de energía empleada [40].	52
Tabla 7: Especificaciones de calidad del gas introducido en el Sistema Gasista [43] [44].	56
Tabla 8: Especificaciones de calidad del gas procedente de fuentes no convencionales introducido en el Sistema Gasista [43] [44].	57
Tabla 9: Límite de inyección de hidrógeno en porcentaje volumétrico en la red de gas natural por países [45].	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Población mundial y consumo de energía (unidades arbitrarias) hasta el año 2000. [1]	19
Ilustración 2: Consumo de energía primaria mundial (tep) por regiones. [2]	19
Ilustración 3: Consumo de energía primaria mundial por fuente de energía primaria. [2]	20
Ilustración 4: Línea del tiempo del hidrógeno [10] [11] [12] [13] [14] [15] [16].	24
Ilustración 5: Esquema básico del reformado de combustibles para la producción de hidrógeno.	26
Ilustración 6: Diagrama de flujo del proceso de reformado de gas natural. [20]	28
Ilustración 7: Esquema básico de una celda electrolítica alcalina [23].	31
Ilustración 8: Conductividad de una disolución de KOH en agua en función de	32
Ilustración 9: Esquema de funcionamiento de un electrolizador alcalino [17].	33
Ilustración 10: Esquema de funcionamiento de un electrolizador tipo PEM [17].	34
Ilustración 11: Curva característica de un electrolizador [17].	36
Ilustración 12: Variación del rendimiento de un equipo electrolizador con la presión,	37
Ilustración 13: Principio de funcionamiento de ciclos termoquímicos basados en óxidos metálicos (MO_x) [17].	38
Ilustración 14: Esquema del proceso de desalación por MSF [40].	53
Ilustración 15: Esquema del proceso de desalación por congelación [41].	53
Ilustración 16: Esquema del proceso de desalación por ósmosis inversa [40].	54
Ilustración 17: Densidades energéticas por unidad de masa de algunos combustibles [47].	58
Ilustración 18: Botellas de hidrógeno comprimido a 200 bar [49].	59
Ilustración 19: Energía destinada a la compresión de hidrógeno en estado gaseoso [48].	60
Ilustración 20: Ciclo de expansión de Joule-Thompson [8].	61
Ilustración 21: Comparativa volumétrica del almacenamiento de cierta cantidad de hidrógeno [48].	63
Ilustración 22: Reacciones químicas y densidades gravimétricas de algunos hidruros químicos [8].	64
Ilustración 23: Solución 1 para la instalación de una planta de producción de hidrógeno offshore [54].	67
Ilustración 24: Solución 2 para la instalación de una planta de producción de hidrógeno offshore [54].	67
Ilustración 25: Esquema básico de la unidad de producción de hidrógeno – Proyecto Jidai [58].	69
Ilustración 26: Turbina flotante [60].	69
Ilustración 27: Desglose de costes para el Proyecto Jidai [57].	70
Ilustración 28: Ubicación del proyecto NorthH2 [65].	71
Ilustración 29: Estructura de una de las islas piloto del proyecto NSWPH [66].	72
Ilustración 30: Proyecto ShipS4Blue [74].	73
Ilustración 31: Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) [75].	73

1 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad.”

- Albert Einstein -

Hasta la década de los años cincuenta el consumo energético y el crecimiento demográfico a nivel mundial mantuvieron cierto paralelismo gráfico. En los últimos años el consumo energético aumenta más rápido que el crecimiento de la población mundial [1]. En los países desarrollados, la sociedad actual es dependiente de la energía, especialmente y sobre todo de la energía eléctrica. Prácticamente cualquier edificio, residencial o terciario, está completamente electrificado, pues ya contiene o contendrá numerosos equipos que funcionan con electricidad, desde frigoríficos u ordenadores hasta varias luminarias. Además, el sector industrial también es un gran consumidor de energía eléctrica y térmica, necesaria para los diversos procesos de transformación de las materias primas que se llevan a cabo en el día a día.

En la actualidad, el sistema energético mundial está basado en recursos que proceden en su mayoría de combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo o el gas natural. En el año 2018, el consumo de energía primaria en el mundo superaba los 13.800 millones de toe repartidas como indican las Ilustraciones 2 y 3 [2]. El carbón y el gas natural son empleados en centrales térmicas y de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica, junto con las centrales nucleares y las fuentes de origen renovable. Por su parte, los derivados del petróleo son las fuentes de energía principales empleadas para el transporte, ya sea por carretera, marítimo o por el aire.

Los combustibles fósiles tienen la ventaja de ser fáciles de almacenar y transportar, por lo que dotan al sistema energético de la gestionabilidad indispensable en un mundo dispar energéticamente hablando. Sin embargo, los yacimientos están muy localizados y no son accesibles para todos los países por igual. Son solo unos pocos los que los explotan y posteriormente gestionan su venta al resto del mundo. Además, en el proceso de combustión se generan emisiones de gases contaminantes para el medio ambiente y nocivos para la salud de las personas, por lo que se requiere un control exhaustivo sobre sus niveles de emisiones.

Las nuevas directivas europeas en materia de energía y medio ambiente (Green Deal) son claras: la economía energética tiene que descarbonizarse y se han de intensificar los esfuerzos para reducir las emisiones hasta en un 55% para 2030, persiguiendo el objetivo principal de ser climáticamente neutra de aquí al año 2050 [3]. Esto requiere una estrategia integral y conjunta por parte de todos los países miembros que aumente la producción de energía limpia de origen renovable y fomente la descarbonización del sistema energético, sobre todo en lo referente a equipos de calefacción y refrigeración. En este contexto, la transformación hacia un sistema energético basado en el hidrógeno renovable favorece y ayuda al cumplimiento de estos objetivos, ambiciosos en la actualidad, aunque necesarios para la conservación del planeta y de la vida de los seres humanos tal y como la conocemos hoy en día.

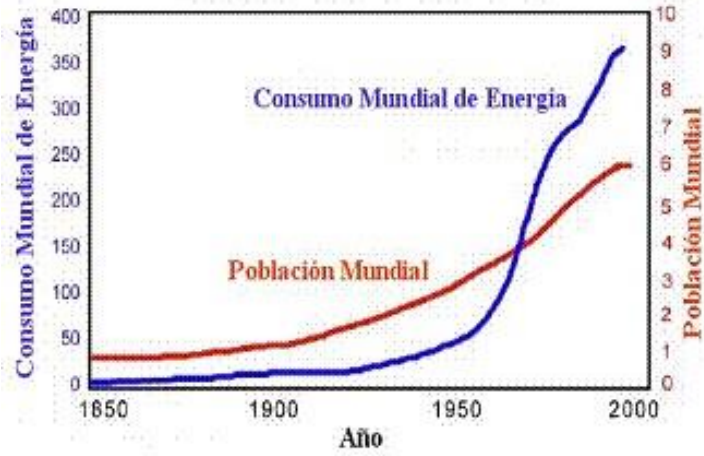


Ilustración 1: Población mundial y consumo de energía (unidades arbitrarias) hasta el año 2000. [1]

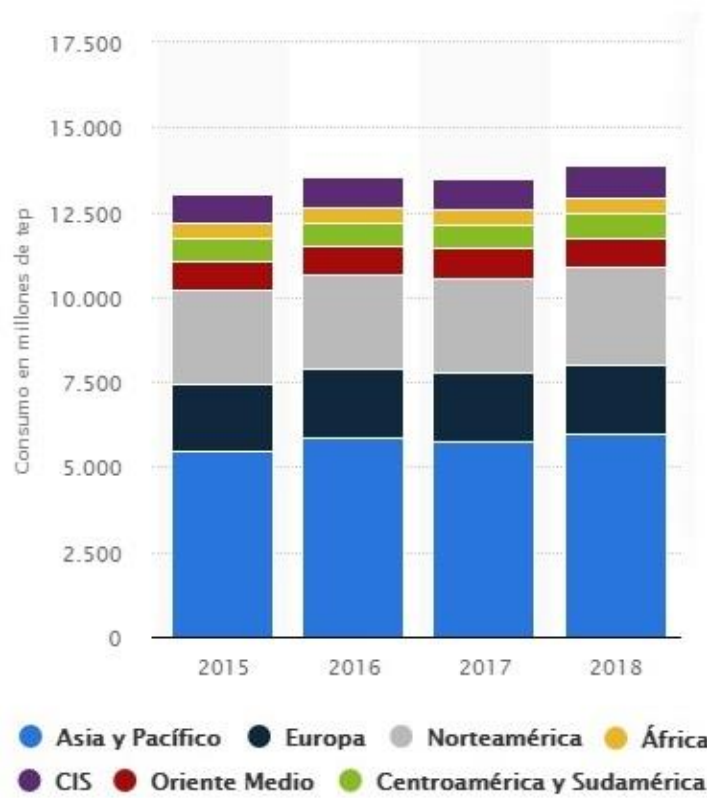


Ilustración 2: Consumo de energía primaria mundial (tep) por regiones. [2]

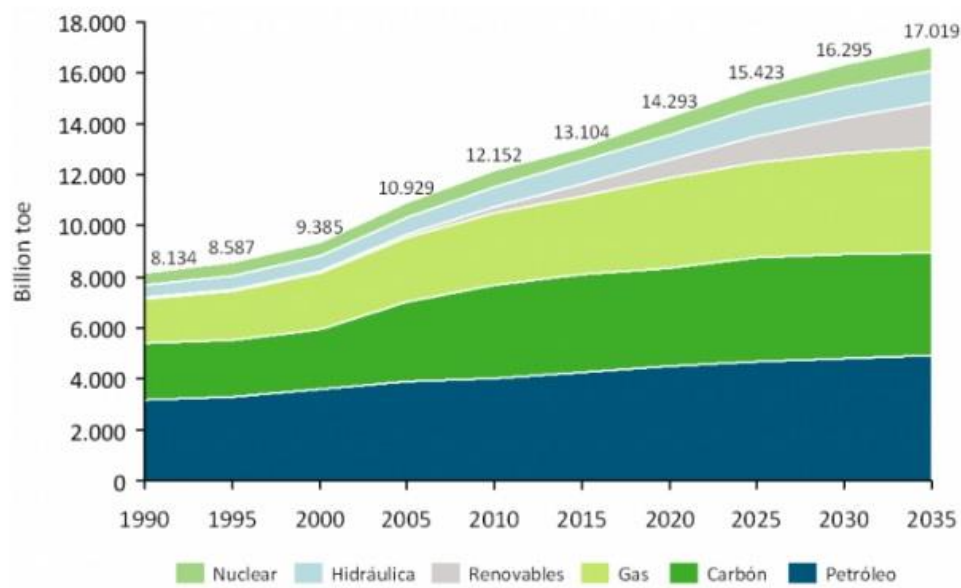


Ilustración 3: Consumo de energía primaria mundial por fuente de energía primaria. [2]

1.1. Generación de energía eléctrica

Más del 65% de la generación de energía eléctrica a nivel mundial se lleva a cabo en Asia y en los Estados Unidos de América. Estas regiones utilizan principalmente el carbón (34%) y el gas natural (23%) como combustibles en centrales térmicas de vapor para posteriormente hacerlo pasar por una turbina y generar una potencia eléctrica que cubre la mayor parte de la demanda de sus habitantes [2]. En el proceso de combustión, además del calor intercambiado para evaporar el agua y generar vapor, también se producen gases contaminantes para la atmósfera terrestre. Los más comunes son [4]:

- Dióxido de carbono, CO_2 : Producto de la oxidación del carbono (C) contenido en el combustible. Se encuentra de forma natural en la atmósfera pero, un exceso de concentración en la misma provoca el conocido como efecto invernadero¹, elevando la temperatura global del planeta. El 80% de las emisiones de CO_2 a nivel mundial provienen del uso de los combustibles fósiles.
- Monóxido de carbono, CO : Consecuencia de la combustión incompleta del carbono (C) contenido en el combustible. Es muy tóxico si se respira, pudiendo llegar a provocar la muerte.
- Óxidos de nitrógeno, NO_x : Reacción del oxígeno con el nitrógeno del aire que ocurre a temperaturas elevadas. Destruyen el ozono terrestre y causan lluvia ácida (Agua + Ácido nítrico). Algunos como el óxido nitroso N_2O también son gases de efecto invernadero.
- Óxidos de azufre, SO_x : Producto de la reacción de las impurezas de azufre contenidas en el combustible. También son causantes de la lluvia ácida (Agua + Ácido sulfúrico).

¹ Gases de efecto invernadero (GEI): Ciertos gases que forman parte de la atmósfera terrestre absorben la radiación infrarroja del Sol, reteniendo el calor y permitiendo el desarrollo de la vida en el planeta a unas temperaturas moderadas. Sin embargo, un aumento en su concentración provoca un calentamiento global excesivo que repercute en el clima, con fenómenos meteorológicos extremos, y en el deshielo de los casquetes polares y posterior subida del nivel del mar, entre otras causas.

Las políticas mundiales tales como el Acuerdo de París contra el cambio climático [5] pretenden estabilizar las concentraciones de estos gases en la atmósfera de forma que se evite este incremento de la temperatura media del planeta, estipulado en 2°C en 2050 si se siguieran con las tendencias actuales de emisiones. Además, la creciente penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico está favoreciendo la disminución del uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica, aunque debido a su baja gestionabilidad y previsión y a su intermitencia, aún sigue siendo necesaria una generación convencional de base fósil.

Como se verá más adelante, el problema de la gestionabilidad de las energías renovables es fácilmente resoluble con un sistema energético basado en el hidrógeno tal y como lo plantea la Comisión Europea, ya que el hidrógeno es almacenable a largo plazo -lo que no sucede con las baterías electroquímicas- cuando las fuentes de energía renovable son abundantes y posteriormente puede utilizarse cuando estas escasean, transformándolo en energía eléctrica limpia, segura y cada vez más económica.

1.2. El sector transporte

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos que una vez refinado puede producir distintos productos derivados, los cuales se emplean en gran parte en el sector transporte. Productos como las gasolinas y gasóleos son los combustibles de la gran mayoría de vehículos convencionales y motocicletas, el queroseno se emplea en el transporte aéreo y el fuelóleo en el transporte marítimo. Las previsiones de agotamiento de los yacimientos de petróleo para mediados de siglo, así como su consecuente encarecimiento, hacen indispensable pensar en un combustible alternativo para el sector transporte. En este sentido, el hidrógeno se posiciona como una opción bastante interesante.

Si prestamos atención, la sociedad ha ido renovando y empleando diversos combustibles en función de sus necesidades, aumentando cada vez más el contenido de estos en hidrógeno, cuyo poder calorífico es mayor, y disminuyendo el contenido en carbono. Así, el hombre comenzó quemando madera (biomasa), con un contenido pobre de hidrógeno; luego carbón mineral, con un contenido algo mayor pero aún bastante pobre; posteriormente se explotaron los yacimientos de crudo o petróleo, cuyos destilados más ligeros (mayor contenido en hidrógeno) son los de mayor poder calorífico y, por tanto, los más caros; y por último el gas natural, compuesto principalmente de CH_4 (metano), esto es, contiene cuatro átomos de hidrógeno por cada átomo de carbono. Por tanto, parece lógico que la evolución de la sociedad se encamine a emplear el hidrógeno puro como combustible, limpio en el proceso de combustión y de mayor poder calorífico que los empleados hasta la actualidad.

Tabla 1: Poder calorífico de algunos combustibles [6]

Tipo de combustible	PCI (kcal/kg)
Hidrógeno	34.200
Gasolina	10.588
Queroseno	10.540
Gasóleo	10.277
Fuelóleo	9.656

2 EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

El hidrógeno es el elemento químico más abundante en el entorno de nuestro planeta y a la vez el más ligero de todos los que componen la tabla periódica de los elementos. A pesar de ello, rara vez se encuentra en su forma elemental como una molécula diatómica, sino que por lo general se halla formando compuestos que están presentes prácticamente en cualquier lugar. Hidruros, hidrocarburos, carbohidratos o, su forma más común, en la molécula de agua (H_2O) son algunos ejemplos de compuestos que contienen hidrógeno. De hecho, esto es así porque dichas formas son más estables, esto es, tienen una menor energía que separados los átomos entre sí. Por tanto, para obtener el hidrógeno puro será necesario romper estas moléculas y cadenas suministrándoles energía.

Lo anteriormente mencionado hace que no se pueda considerar el hidrógeno como una fuente de energía primaria en sí, sino como un vector/transportador energético o acumulador de energía, el cual permitirá obtener energía allí donde sea necesaria. Esta energía podrá obtenerse en forma de energía térmica que posteriormente será transformada en energía mecánica en un motor de combustión o bien en forma de energía eléctrica empleando una pila de combustible. Una pila de combustible no es más que un dispositivo que combina hidrógeno con oxígeno para dar energía eléctrica aprovechable y agua como único residuo, siempre y cuando los reactantes sean puros [7].

Aclarado lo anterior, su abundancia es uno de los motivos por los cuales se plantea la transformación del actual sistema energético hacia uno nuevo basado en el hidrógeno, pero ni mucho menos es el motivo principal. Los efectos ya visibles y devastadores del cambio climático y los problemas asociados al calentamiento global animan a frenar con urgencia la contaminación y la emisión de gases a la atmósfera, consecuencia en gran parte de la obtención de energía con combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo o el gas natural, este último en menor medida. Además, el agotamiento de este tipo de combustibles parece estar cada vez más cerca en el tiempo. Por ello, la implantación de fuentes de energías renovables y limpias es indispensable para la descarbonización de nuestro actual sistema energético y para seguir abasteciendo la creciente demanda ocasionada por el constante crecimiento demográfico de una población que necesita cada vez más la energía eléctrica para desarrollar su día a día con normalidad.

A día de hoy, aproximadamente el 85% del hidrógeno que se produce en el mundo se obtiene del reformado de combustibles y el 15% restante se obtiene mediante la electrolisis o electrólisis del agua. El inconveniente principal de la producción de hidrógeno mediante el reformado de combustibles es la generación de CO y CO_2 , ambos gases contaminantes para el planeta y nocivos para la salud de los seres vivos, el monóxido mucho más que el dióxido en iguales proporciones. La obtención mediante el proceso de electrolisis únicamente genera como subproducto oxígeno diatómico (O_2), el cual es uno de los componentes de la mezcla de gases que forman el aire atmosférico, además de ser necesario para la respiración celular. Por ello puede verse sin mayor

problema o incluso ser vendido a plantas depuradoras u otras industrias. Esto será explicado en profundidad en el siguiente capítulo del presente documento junto con qué procesos de producción de hidrógeno son limpios y cuáles producen residuos contaminantes para el planeta.

Parece obvio que el futuro sistema energético debe producir hidrógeno por medio del proceso del electrólisis de las moléculas de agua, de manera limpia y eficiente, por lo que este trabajo se centrará en explicar y analizar la viabilidad de este tipo de tecnologías, así como en la definición del estado del arte de las mismas, los retos planteados y objetivos a cumplir para conseguir la implantación de estos sistemas de producción de manera limpia, eficiente y masiva en los años venideros.

El uso del hidrógeno a nivel industrial no es algo novedoso. En el año 2019 se produjeron y consumieron aproximadamente setenta toneladas de hidrógeno en la industrial. Por lo general, el hidrógeno producido en la actualidad se consume en procesos de hidrocracking y desulfuración en la industria del refino del crudo o para la producción de amoníaco al combinarse con nitrógeno en industrias químicas. Sin embargo, como hemos visto, este combustible puede utilizarse para generación de energía eléctrica de base con pilas de combustible estacionarias, permitiendo desacoplar la generación de electricidad de su consumo, o para transporte y propulsión en pilas de combustibles más ligeras incluidas en vehículos terrestres, marítimos o aéreos. Además, el hidrógeno puede emplearse para otros usos de interés [8]:

- Generación de agua para potabilizar
- Producción de ácidos
- Hidrogenación de grasas y aceites
- Dispositivos electrónicos recargables
- Aplicaciones criogénicas y de superconductividad
- Refrigerante del rotor de generadores eléctricos
- Industria farmacéutica
- Industria petroquímica
- Explosivos para minería

Dependiendo de la fuente de energía primaria a partir de la cual se obtenga el hidrógeno, éste puede denominarse acompañado del nombre de un color [9]:

- Hidrógeno gris: producido a partir del reformado de combustibles fósiles tales como el gas natural. En el proceso se libera CO y CO_2 a la atmósfera.
- Hidrógeno azul: producido a también a partir de combustibles fósiles pero con captura y almacenamiento de los óxidos de carbono generados (CAC). De esta manera, las emisiones de gases a la atmósfera estarían mucho más controladas.
- Hidrógeno verde: sin duda, es el más prometedor de los tres. Producido a partir de la descomposición de la molécula de agua y empleando energía renovable se genera hidrógeno de manera limpia y sin emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Los modos de producir hidrógeno anteriormente mencionados, junto con algunos otros, serán explicados en profundidad en el capítulo siguiente del presente documento.

2.1. Línea del tiempo: Historia del hidrógeno

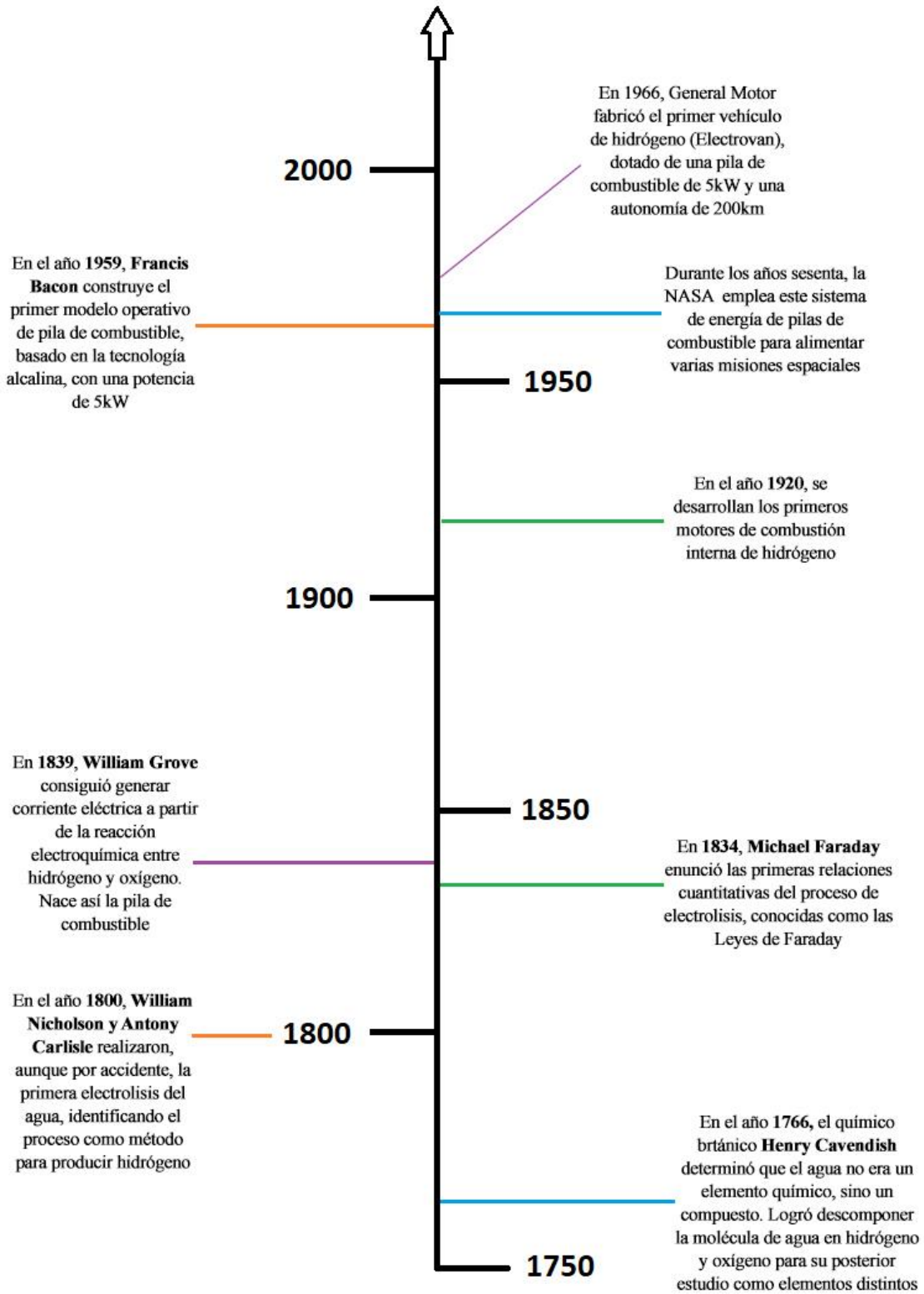


Ilustración 4: Línea del tiempo del hidrógeno [10] [11] [12] [13] [14] [15] [16].

3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Para plantear y lograr la transformación del sistema energético hacia uno alternativo basado en el hidrógeno es necesario que las tecnologías de producción de hidrógeno a gran escala estén bien desarrolladas y presenten un margen de fallo (mecánico, cálculo de previsión, materiales, etc.) lo más reducido posible.

Como se ha comentado anteriormente, el hidrógeno no está presente en la naturaleza en su estado elemental. Por el contrario, en el Universo hay gran abundancia de este elemento, sobre todo en las estrellas, pero hasta que no consigamos extraerlo para posteriormente utilizarlo tiene que ser producido a partir de la descomposición de compuestos hidrogenados, a saber, que contengan átomos de hidrógenos en sus moléculas o cadenas. De este modo, como todo proceso de transformación energética, existe una degradación de energía en forma de pérdidas, por lo que sea cual sea el proceso de producción de hidrógeno, su contenido energético siempre será inferior a la cantidad de energía empleada para su producción. El balance energético es, por tanto, desfavorable. Sin embargo, el balance económico si puede llegar a ser favorable siempre y cuando la energía empleada para la producción sea más barata que la energía obtenida en forma de hidrógeno [7].

En la actualidad, existen varios métodos para la descomposición de estos compuestos hidrogenados y la consecuente producción de hidrógeno. De hecho, esta diversidad supone una mayor garantía de suministro energético en este futuro sistema energético basado en el hidrógeno al que aspira la sociedad. No todos los métodos de producción son rentables económicamente, por ahora, ni tampoco limpios. El método más habitual es el reformado de combustibles fósiles, en el cual se genera hidrógeno a partir de combustibles, fósiles en su mayoría, o biomasa. Mucho más avance y reconocimiento medioambiental están adquiriendo los métodos de descomposición del agua, los cuales a partir de energía eléctrica o térmica separan la molécula de agua en sus dos elementos: hidrógeno y oxígeno. Además, siempre que la materia prima empleada sea agua pura, no se generará ni emitirá ningún tipo de residuo o gas contaminante para la atmósfera terrestre. Si a ello añadimos el empleo de fuentes de energía renovables para lograr la descomposición de la molécula de agua conseguimos que el proceso sea respetuoso con el medio ambiente prácticamente en su totalidad. El hidrógeno producido de esta última forma recibirá el calificativo de “hidrógeno renovable o verde”.

Más allá del desarrollo de las tecnologías de producción de hidrógeno renovable, las cuales ya tienen un grado de madurez o TRL importante, es necesario que los países y estados que apuesten por implementar un sistema energético basado en el hidrógeno doten de incentivos y beneficios a cualquier empresa destinada a su producción, en primer lugar, para favorecer su generación y proliferación, y en segundo lugar, para fomentar el consumo de este vector energético en todos los sectores productivos a un precio asequible tanto para el pequeño como para el gran consumidor.

3.1. Reformado de combustibles (Steam Methane Reforming, SMR)

En la actualidad, el 85% del hidrógeno producido a nivel mundial se hace a partir del reformado de combustibles, principalmente del gas natural (CH_4), pero también de combustibles líquidos, como los gases licuados del petróleo (GLP) o las gasolinas, o de combustibles sólidos, como la biomasa o el carbón.

El esquema básico del reformado de combustibles para la obtención de hidrógeno sigue una sucesión de etapas que se muestran en la Ilustración 5 y se explican a continuación [17] [18] [19] [20]:

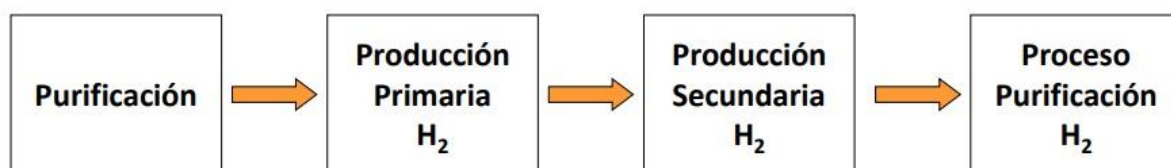
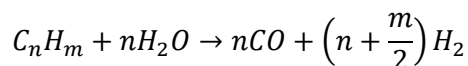


Ilustración 5: Esquema básico del reformado de combustibles para la producción de hidrógeno.

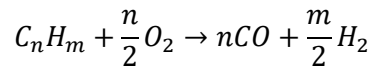
- a) **Purificación:** Se eliminan o reducen al máximo posible las impurezas del combustible (Cl, S, etc.), principalmente para evitar que se contaminen los catalizadores y aumentar así su vida útil, además de reducir la degradación de los conductos y equipos por donde circule el gas en su tratamiento.
- b) **Producción primaria:** Proceso básico de obtención de hidrógeno. Las técnicas principales empleadas son:
 - Reformado con vapor (Steam Reforming, SR): Proceso más establecido a nivel industrial, fundamentalmente para gas natural. Se necesitan temperaturas elevadas, del orden de 1200K, y altas presiones, hasta 30 bar. Se suelen emplear catalizadores, normalmente de níquel. Se verifica la siguiente reacción:



Estas reacciones pueden ser exotérmicas o endotérmicas². En el segundo caso, parte del combustible es usado para generar el calor necesario para que tenga lugar la reacción.

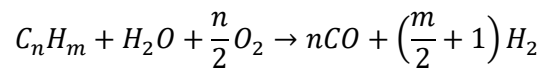
² Se dice que una reacción química es endotérmica cuando su valor de entalpía es positivo, esto es, se necesita un aporte de energía para que tenga lugar. Por el contrario, una reacción exotérmica desprende o libera calor al entorno pues su valor de entalpía es negativo.

- Oxidación parcial (Partial Oxidation, POX): La relación de reformado es mayor que en el SR, pero la proporción H_2/CO es menor. Pueden o no emplearse catalizadores, aunque se necesitan temperaturas superiores a los 1050K. Necesidad de quemar parcialmente el combustible. La reacción es exotérmica, aunque es necesario un quemado parcial del combustible.



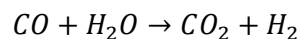
El elevado contenido en CO de la corriente de salida tiene el riesgo de la deposición de carbonilla, especialmente a presiones elevadas, lo que dificulta la continuación del proceso y puede inactivar total o parcialmente la función catalítica.

- Reformado autotérmico (Autothermal Reforming, ATR): En este caso se ajusta la proporción de los reactantes y su temperatura para que la entalpía de reacción sea nula (proceso adiabático). Es un proceso de condiciones complejas pero posibles. Su eficiencia es similar a la oxidación parcial, en torno al 70%.



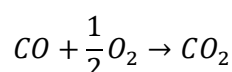
Tomemos como ejemplo de combustible el gas natural, cuya composición en un 90% es de gas metano (CH_4). En este caso, el reformado de vapor de un mol de CH_4 produciría tres moles de hidrógeno, dos en el caso de la oxidación parcial y tres también en el caso del reformado autotérmico.

- c) **Producción secundaria:** El objetivo es aumentar la cantidad de hidrógeno puro generado a la salida del proceso de reformado. La corriente de salida de un reformador primario tiene un alto contenido en CO , sea cual sea la técnica empleada, el cual puede hacerse reaccionar para generar CO_2 y agua. Se suele emplear un reactor *Water - Gas Shift*. La constante de desplazamiento de la reacción depende en gran medida de la temperatura.



- d) **Purificación del hidrógeno a la salida:** El hidrógeno producido suele contener impurezas cuyas concentraciones deben adaptarse a los requisitos y especificaciones de salida. Las técnicas principales para purificar esta corriente son:

- Oxidación preferencial (Preferential Oxidation, PROX): Si se requiere hidrógeno puro a la salida se debe reducir tanto como sea posible la concentración de CO que no haya sido eliminado en el proceso de producción secundaria, por lo que es necesario oxidarlo. Para ello se emplea un reactor adiabático a 100°C con catalizadores de platino y rutenio.



- Adsorción por oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption, PSA): Se basa en las diferencias de las propiedades de adsorción de los gases y en la afinidad del adsorbente utilizado para separarlos bajo presión. Los adsorbentes típicos son carbono activo, zeolitas, gel de sílice y alúminas. Es un proceso útil cuando se necesita hidrógeno muy puro.

En general, en el proceso de reformado de combustibles, en especial de gas natural, se generan 10kg de CO_2 por cada kg de hidrógeno producido. A pesar de la intensidad en la generación de emisiones, el precio del gas natural es bastante competitivo como para que este sea el método más empleado en la actualidad para la producción del hidrógeno necesario, lo que es ya insostenible para el planeta y reclama la implantación de nuevas tecnologías menos contaminantes o, todavía mejor, completamente limpias. La Ilustración 6 muestra el diagrama de flujo básico del proceso de reformado de gas natural.

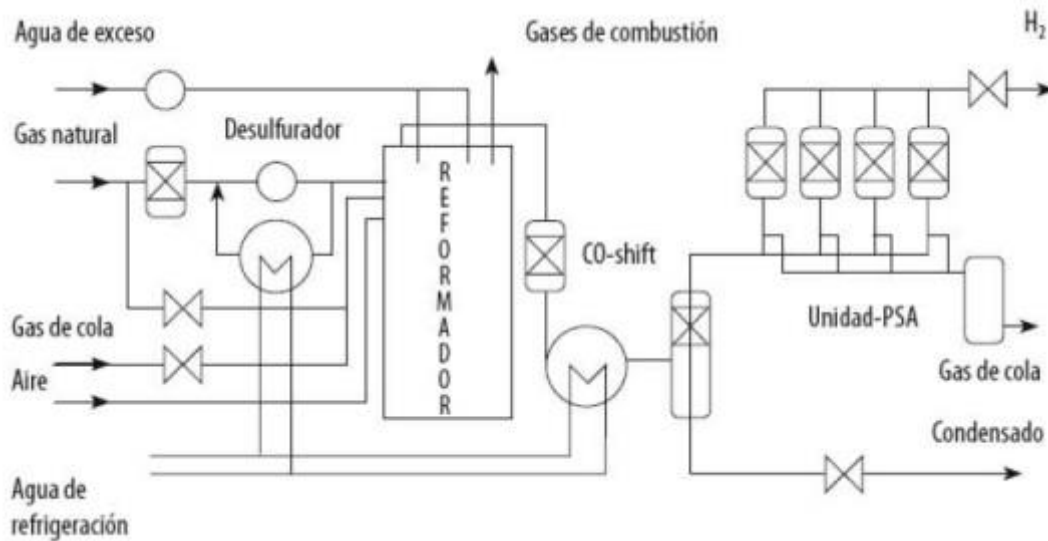


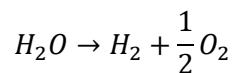
Ilustración 6: Diagrama de flujo del proceso de reformado de gas natural. [20]

3.2. Electrólisis del agua

Alrededor del 15% del hidrógeno producido en el mundo se obtiene mediante el proceso de electrolisis o electrólisis. El principal motivo es que el gas natural es relativamente barato, por lo que en algunos casos es más rentable económicamente producir hidrógeno mediante su reformado a pesar de que conlleve la denominación de hidrógeno gris o sucio por todos los contaminantes que se emiten en los procesos de reformado.

Sin embargo, el descenso en el coste de la energía eléctrica producida a partir de fuentes de energías renovables junto con el aumento de eficiencia de los equipos electrolizadores ha conseguido que el hidrógeno limpio o verde sea cada vez más atractivo tecnológica y económicamente. Según Wood Mackenzie, empresa americana líder en análisis de datos, evaluación de riesgos y consultoría en materia de energía, minería y metales y petróleo y gas, actualmente el hidrógeno verde cuesta entre 2 y 4 veces más que el hidrógeno gris, aunque se prevé que su precio se reducirá a la mitad para el año 2030 (excluidos costes de transporte y almacenamiento) [21].

El proceso de electrolisis es sencillo de explicar, de entender y de llevar a cabo, aunque a gran escala habría que tener en cuenta la eficiencia del mismo y la prolongación de la vida útil del equipo electrolizador. Básicamente una molécula de agua se compone de dos átomos de hidrógeno enlazados químicamente a uno de oxígeno. Dichos enlaces tienen asociada una energía por la cual dichas moléculas se mantienen unidas en su estado más estable. Si ahora se le aplica una cantidad de energía, en forma de corriente eléctrica continua, superior a la energía de enlace de la molécula, esta quedará dividida en cada uno de los átomos que la componen, generándose hidrógeno y oxígeno, ambos en forma gaseosa.



Como se puede ver en la reacción química, al no haber carbono en los reactantes el proceso está libre de la producción y emisión de óxidos de carbono, de ahí que al hidrógeno producido se le llame verde o limpio.

Este proceso se explicará a continuación con mayor detalle pues será el objeto de estudio del presente proyecto, particularmente cuando se realiza con energía eléctrica procedente fuentes de energías renovables offshore.

3.2.1. Leyes de Faraday de la electrolisis [22]

Michael Faraday enunció en 1834 las fórmulas que expresan las cantidades de materia depositadas en los electrodos de una celda electrolítica:

❖ Primera Ley de Faraday.

La cantidad de masa depositada en un electrodo es proporcional a la cantidad de electricidad que circula por el mismo:

$$m = k \cdot Q = k \cdot I \cdot t$$

(I)

Siendo m la masa depositada en el electrodo, k una constante, Q la carga eléctrica, I la corriente que circula por dicho electrodo (DC³) y t el tiempo que circula dicha corriente por este.

❖ Segunda Ley de Faraday.

La cantidad de masa de un elemento depositada en un electrodo es también es proporcional al peso equivalente del propio elemento:

$$m = k \cdot \frac{M_a}{N_{ox}} \quad (II)$$

Siendo M_a la masa atómica del elemento y N_{ox} el número de oxidación.

❖ Tercera Ley de Faraday.

La cantidad de electricidad necesaria para que se deposite un gramo de un elemento en un electrodo es:

$$m = \frac{I \cdot t \cdot M_a / N_{ox}}{F} \quad (III)$$

Siendo F la llamada constante de Faraday ($F = 96487 \text{ C/mol}$)

3.2.2. Tipos de electrolizadores [17]

El equipo donde tiene lugar el proceso de electrolisis se llama electrolizador. Está formado por una o varias celdas modulares, por lo que para adaptar los niveles de producción de hidrógeno deseados para una aplicación concreta bastará con acoplar varias de estas celdas en paralelo. Cada una de ellas está formada por los siguientes componentes:

- Electrodos. Fabricados con materiales conductores de la corriente eléctrica pero inertes para que no intervengan en la reacción. Se encuentran sumergidos en el electrolito.
 - Ánodo. Es el electrodo positivo. Suele ser de níquel, cobalto o hierro. En él se genera el oxígeno.
 - Cátodo. Es el electrodo negativo. Suele ser una aleación de níquel-platino, el segundo más caro que el primero. En él se genera el hidrógeno.

³ DC: del inglés, *Direct Current*, es decir, corriente continua.

Según la primera ley de Faraday de la electrolisis, la cantidad de hidrógeno producido será directamente proporcional a la densidad de corriente en el electrodo, es decir, cuanto mayor sea el área del electrodo y la corriente que circule por este mayor será la producción de hidrógeno

- Electrolito. Solución acuosa que se quiere descomponer. Sirve de conexión entre los dos electrodos. Cabe destacar que el agua en si no es buen conductor eléctrico, por lo que habrá que añadirle algún soluto, normalmente una sal (KOH, NaOH, NaCl, etc⁴), para que tenga una conductividad eléctrica mayor.
- Membrana de intercambio. También llamada diafragma o separador. Debe ser dieléctrica, esto es, debe permitir el movimiento de los iones de la solución de un electrodo a otro pero no el de los electrones. Además, debe impedir que ambos gases generados se recombinen en el propio electrolizador.

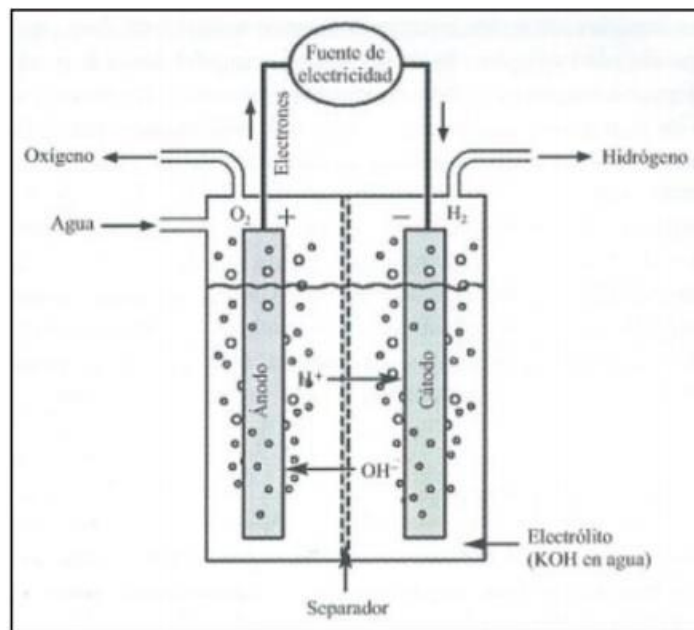


Ilustración 7: Esquema básico de una celda electrolítica alcalina [23].

Hoy en día existen dos tecnologías comerciales para la producción de hidrógeno mediante electrolisis:

- ❖ **Electrolizadores alcalinos.** Es la tecnología más madura, siendo los más empleados para la producción de hidrógeno a gran escala. En ellos se emplea un electrolito líquido, típicamente una solución de hidróxido de potasio (KOH) al 25-40%, por lo que se requieren equipos auxiliares (bombas) y un elevado mantenimiento por su alto grado de corrosividad. La Ilustración 8 demuestra que el rango de concentraciones de KOH anteriormente mencionado es el que dota al electrolito líquido de una mayor conductividad eléctrica.

⁴ KOH: Hidróxido de potasio.
NaOH: Hidróxido de sodio.
NaCl: Sal común.

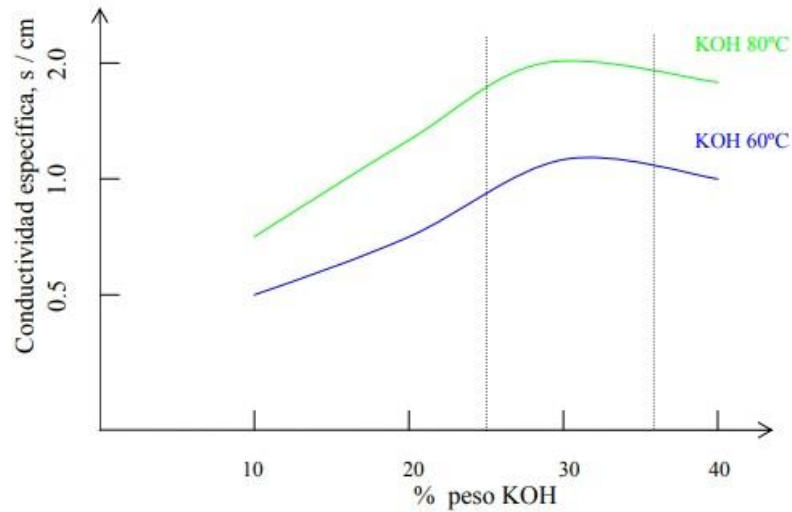


Ilustración 8: Conductividad de una disolución de KOH en agua en función de la concentración de soluto [24].

Tabla 2: Reacciones que tienen lugar en un electrolizador alcalino [17].

<i>Semirreacción anódica</i>	$2OH^{-}(aq) \rightarrow \frac{1}{2}O_2(g) + H_2O(l) + 2e^{-}$
<i>Semirreacción catódica</i>	$H_2O(l) + 2e^{-} \rightarrow H_2(g) + 2OH^{-}(aq)$
<i>Reacción Completa</i>	$H_2O(l) \rightarrow H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g)$

En el cátodo de un electrolizador alcalino por el cual circula una corriente eléctrica se genera el hidrógeno e iones hidróxido. Estos iones viajarán a través de la membrana para, en el ánodo, generar oxígeno, agua y los electrones que previamente habían servido para descomponer el electrolito.

La eficiencia de estos equipos está en torno al 80%. Además, la formación de agua líquida en el ánodo libera calor, por lo que si se aprovechara esta energía la eficiencia del equipo podría aumentar aún más.

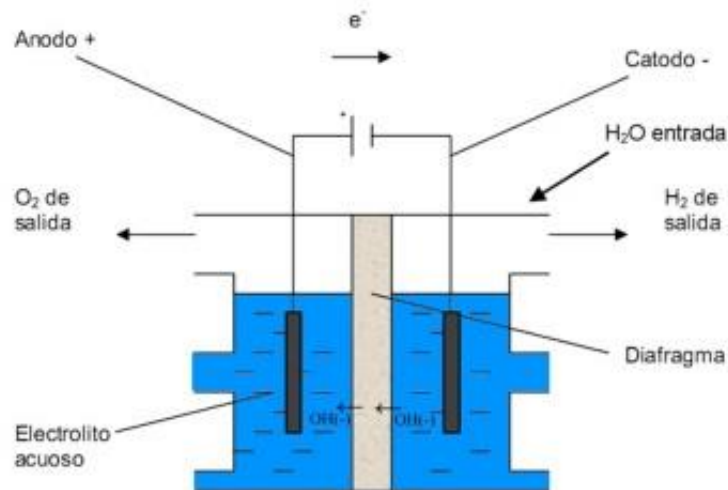


Ilustración 9: Esquema de funcionamiento de un electrolizador alcalino [17].

- ❖ **Electrolizadores de membrana polimérica (PEM).** También se les llama electrolizadores de intercambio protónico. No necesita de un electrolito líquido por lo que se reduce el mantenimiento necesario. Son ideales para aplicaciones a pequeña o mediana escala, tales como la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, y para sistemas distribuidos. Esta tecnología presenta ciertas ventajas respecto a la alcalina:
 - Más dinámica y mayor capacidad de reacción ante fluctuaciones de energía eléctrica.
 - Permite trabajar a mayores densidades de corriente, obteniéndose un hidrógeno más puro. Además los sistemas resultan más compactos y se reducen los costes operativos y posteriores asociados a las etapas de purificación.

Tabla 3: Reacciones que tienen lugar en un electrolizador tipo PEM [17].

<i>Semirreacción anódica</i>	$H_2O(l) \rightarrow \frac{1}{2}O_2(g) + 2H^+(aq) + 2e^-$
<i>Semirreacción catódica</i>	$2H^+(aq) + 2e^- \rightarrow H_2(g)$
<i>Reacción Completa</i>	$H_2O(l) \rightarrow H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g)$

En este caso, en el ánodo de un electrolizador tipo PEM se genera el oxígeno y protones. Los segundos viajarán a través de la membrana polimérica para, en el cátodo y con los electrones procedentes de la corriente eléctrica continua generar hidrógeno. La reacción completa es la misma que en el caso del electrolizador alcalino.

Esta tecnología requiere de un componente más: la placa bipolar. Constituye una de las piezas claves para el correcto funcionamiento del electrolizador tipo PEM, pues tiene como misión conducir el agua dentro del mismo, así como llevar los gases generados hasta la salida. Además, deben dotar al equipo de una buena estabilidad mecánica y evacuación del calor generado.

La tecnología PEM puede llegar a alcanzar una eficiencia superior al 90%. El inconveniente está en su elevado coste, prácticamente el doble de la tecnología alcalina.

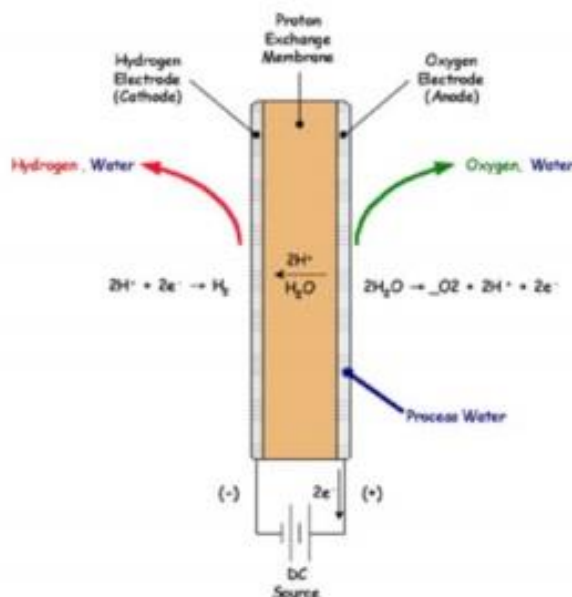


Ilustración 10: Esquema de funcionamiento de un electrolizador tipo PEM [17].

3.2.3. Termodinámica de la electrolisis [25]

El sentido de la evolución de una reacción química viene dado por la variación de alguna de las funciones termodinámicas de estado como por ejemplo la energía libre de Gibbs, ΔG , útil para cuantificar los intercambios energéticos del proceso de electrolisis del agua. Por definición:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (\text{IV})$$

Siendo ΔH la variación de entalpía y ΔS la variación de entropía. Normalmente se suele medir la variación de la energía libre de reacción que sufre una reacción en condiciones estándar⁵, ΔG^0 , cuyos valores están tabulados [26]. Para el agua, $\Delta G^0 = -237.1 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$.

⁵ Condiciones estándar: La versión de la norma de la IUPAC define las condiciones estándar de un gas a una temperatura de 25°C y una presión absoluta de 100 kPa \approx 1 atm.

Además,

$$\Delta G^0 = -n * F * E^0 \quad (V)$$

Siendo n el número de electrones en la semirreacción por mol de agua dividido ($n = 2$), F la constante de Faraday ($F = 96487 \frac{C}{mol}$) y E^0 el llamado potencial de Nerst o potencial estándar, que indica el voltaje ideal (reversible) que debe aportarse para que tenga lugar la reacción en una celda abierta; con este último se definen las características eléctricas de los dispositivos [27]. Así:

$$E^0 = -\frac{\Delta G^0}{nF} = 1.23 V \quad (VI)$$

Los dispositivos basados en el hidrógeno trabajan a temperaturas mayores que la temperatura en condiciones estándar, por lo que el potencial real, E , vendrá dado por la siguiente ecuación, llamada ecuación de Nernst:

$$E = E^0 - \frac{RT}{nF} \ln K \quad (VII)$$

Siendo K la constante de equilibrio de la reacción. A mayor temperatura, menor será el voltaje ideal que habrá que aplicar para que se produzca la electrolisis. También puede obtenerse como:

$$E = -\frac{\Delta G}{nF} \quad (VIII)$$

Del mismo modo podemos definir el voltaje termoneutro como el voltaje necesario para que se produzca la electrolisis sin aporte externo de energía:

$$E_{tn} = -\frac{\Delta H}{nF} \quad (IX)$$

Podemos entonces calcular el voltaje termoneutro estándar para el proceso de electrolisis como:

$$E_{tn}^0 = -\frac{\Delta H^0}{nF} = 1.48 V \quad (X)$$

Siendo $\Delta H^0 = -285.8 \frac{kJ}{mol}$ para el agua [26]. Nótese que también desciende con la temperatura a la que se produce la reacción química.

Se puede entonces graficar una curva característica para cada equipo electrolizador en la que se distinguen tres zonas, las cuales se explicarán a continuación [28]. La línea roja representa el voltaje termoneutro para diferentes temperaturas de reacción y la línea azul lo propio para el voltaje reversible.

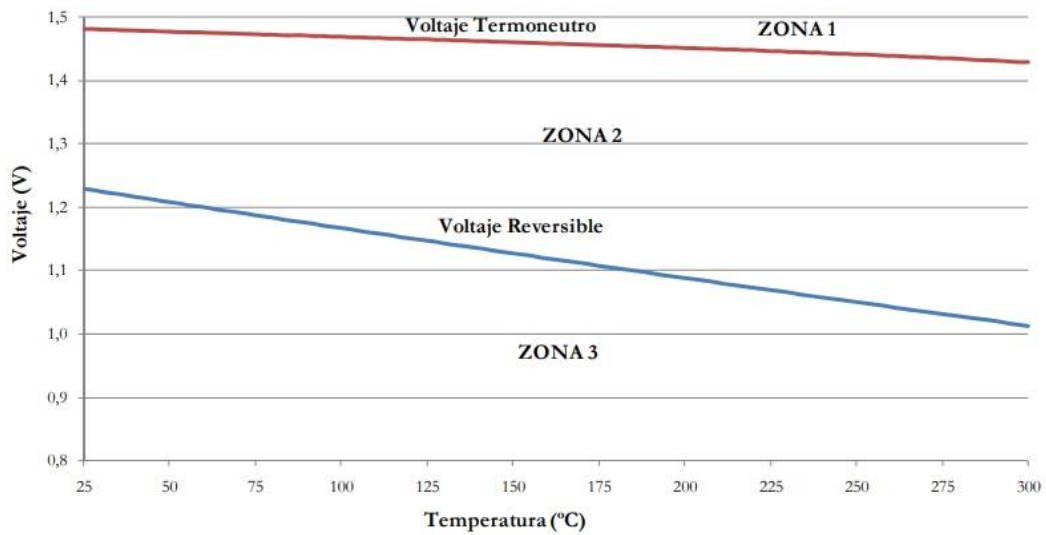


Ilustración 11: Curva característica de un electrolizador [17].

- Zona 1: El voltaje aplicado es mayor que el voltaje termoneutro. Se produce la electrolisis y el exceso de energía aplicado se degrada en forma de calor, esto es, la diferencia entre el voltaje aplicado y el voltaje termoneutro.
- Zona 2: El voltaje aplicado es mayor que el voltaje ideal pero inferior al voltaje termoneutro. El proceso de electrolisis solo es posible si se aporta energía adicional en forma de calor, concretamente el producto de la diferencia entre el voltaje termoneutro y el voltaje aplicado y la intensidad que circula por el equipo electrolizador.
- Zona 3: El voltaje aplicado es inferior al voltaje ideal. En este caso no se produce el proceso de electrolisis ya que no circula corriente por los electrodos.

Igualmente podemos definir el rendimiento ideal de un equipo electrolizador como la relación entre el voltaje reversible y el voltaje termoneutro, o lo que es lo mismo:

$$\eta = \frac{E}{E_{tn}} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (\text{XI})$$

Para las condiciones estándar, podemos calcular el rendimiento ideal estándar:

$$\eta^0 = \frac{\Delta G^0}{\Delta H^0} = 0.83$$

(XII)

La Ilustración 12 muestra cómo varía el rendimiento con la temperatura y con la densidad de corriente en los electrodos:

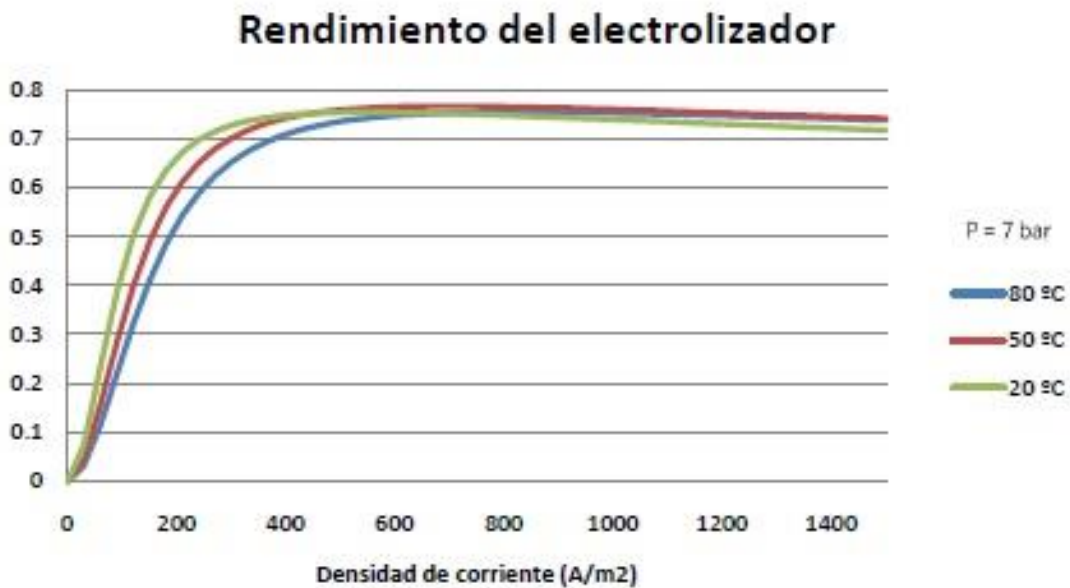


Ilustración 12: Variación del rendimiento de un equipo electrolizador con la presión, la temperatura y la densidad de corriente [29]

El rendimiento de un equipo electrolizador se ve penalizado por diferentes pérdidas de tipo irreversible durante su funcionamiento [28]:

- Pérdidas por activación. Tienen relación con la velocidad de las reacciones que tienen lugar en la superficie de cada electrodo. Una parte del voltaje se pierde en alcanzar la energía de activación de los reactivos electroquímicos.
- Pérdidas óhmicas. Debidas a la resistencia iónica de los electrodos y del electrolito, así como a la resistencia eléctrica en cada parte del electrolizador, a saber, electrodos, placas bipolares y diafragma.
- Pérdidas por concentración. Relacionadas con la velocidad de reacción – transformación, es decir, son debidas a la reducción de la concentración de reactivo en los canales del gas. Son despreciables a bajas intensidades, aunque cuando son elevadas es necesario tenerlas en cuenta.

3.3. Ciclos termoquímicos [30]

La termólisis consiste en la disociación directa de las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno, para lo cual se necesitan temperaturas muy elevadas, del orden de 2500K o superiores. Los procesos más prometedores para llevar a cabo esta tecnología son los ciclos termoquímicos, aunque hoy en día no existe ninguna planta que funcione con este método debido principalmente a:

- Selección de materiales que aguanten tan altas temperaturas.
- Necesidad de técnicas efectivas de separación de ambos gases para evitar su recombinación explosiva.

Los ciclos termoquímicos consiguen realizar la disociación de la molécula de agua en dos o más etapas, reduciendo así las temperaturas necesarias. Originariamente se desarrollaron con energía nuclear pero en los últimos años se están llevando a cabo con energía solar térmica de concentración, con la cual es posible alcanzar más de 1000°C de temperatura.

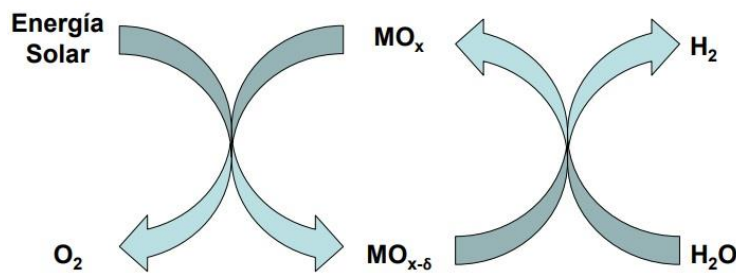


Ilustración 13: Principio de funcionamiento de ciclos termoquímicos basados en óxidos metálicos (MO_x) [17].

En la Tabla 4 se recogen los ciclos más estudiados y sus principales características. Unos de otros se diferencian en los elementos caloportadores intermedios que emplean y en las temperaturas máximas alcanzables, además de la eficiencia que presenta cada uno.

Tabla 4: Ciclos termoquímicos más estudiados en la actualidad [17].

Ciclos de la familia del azufre			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Sulfúrico híbrido	2	900 (1150 sin catalizador)	43
Sulfur-Iodine	3	900 (1150 sin catalizador)	38
Sulfuro multivalente		1570	35
Ciclos de óxidos metálicos volátiles			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Zinc/óxido de zinc	2	2000	45
Cadmio híbrido		1600	42
Carbonato de cadmio		1600	43
Ciclos de óxidos metálicos no volátiles			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Óxido de hierro	2	2200	42
Óxido de cerio	2	2000	68
Sodio/manganeso		1560	49
Ferritas	2	1100-1800	43
Ciclos de bajas temperaturas			
	Pasos	Temperatura máxima (°C)	Eficiencia (%)
Híbrido cobre clorhídrico	4	530	39

La elección entre uno u otro dependerá de criterios económicos (coste de los elementos, número de reacciones, etc), de la temperatura máxima alcanzable por el receptor solar, de la eficiencia que queramos para el proceso y, por supuesto, de consideraciones medioambientales (toxicidad, reacciones secundarias con aire o agua, etc).

Estos ciclos se llevan a cabo en reactores de gran tamaño de intercambio directo o indirecto, según el tipo de proceso en cuestión, los cuales ya son empleados para la descomposición de moléculas de hidrocarburos, sobre todo gas natural, y alcanzan rendimientos de entre el 30% y el 40%.

3.4. Fotólisis [7]

Consiste en la disociación de moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno por el efecto de la luz solar (energía luminosa o radiante), de ahí que también se le llame fotodisociación. Este proceso está basado en la fotosíntesis que realizan las plantas para obtener oxígeno a partir del agua. En este caso, la energía que contiene un fotón es absorbida y permite la ruptura de los enlaces químicos de las moléculas.

El proceso de fotólisis fue descubierto y demostrado en los años setenta. Para ello se empleó óxido de titanio (TiO_2), un material semiconductor, como electrodo de una celda electrolítica. Después de iluminar este electrodo (realmente, fotoelectrodo) se generaba una corriente eléctrica entre ambos electrodos. Sin embargo, solo se aprovechaba una parte del espectro solar, la radiación ultravioleta (UV), por lo que el proceso era sumamente ineficiente. La investigación actual acerca de este proceso se basa en la fabricación de materiales semiconductores que aprovechen una mayor parte de la radiación solar, a la vez que no disminuya su durabilidad en exceso. Tienen bastante importancia en este tema el arseniuro de galio (GaAs), el seleniuro de cadmio (CdSe) y el sulfuro de paladio (PdS).

Es frecuente confundir la fotólisis con la fotoelectrólisis. La segunda es una opción un poco más viable que consiste en combinar el proceso de electrolisis, aportando una parte de energía eléctrica, el proceso de fotólisis, aportando otra parte de energía luminosa.

A pesar de lo interesante del proceso y su futuro prometedor, la máxima eficiencia alcanzada hasta ahora en el mismo, entorno al 5%, lo aleja de las aplicaciones prácticas.

4 ELECTRÓLISIS DEL AGUA DE MAR

4.1. Fuentes de energía renovable offshore

La producción de hidrógeno por electrolisis requiere de unas cantidades de energía eléctrica en forma de corriente continua nada despreciables. De hecho, la mayor parte del coste de la producción de hidrógeno vía electrolisis proviene del coste de la energía eléctrica necesaria. A su vez, suele suceder que las fuentes de energía renovables son capaces de producir mayor cantidad de energía de la que pueden inyectar a la red eléctrica, por lo que se suele limitar su capacidad de producción o bien disipar o desaprovechar dicha energía.

Para aumentar la eficiencia del sistema energético, en primer lugar se planteó el almacenamiento de esta energía excedentaria en forma de energía química en baterías, pero su utilización es idónea para el corto plazo. A gran escala y a largo plazo es difícil que se implementen hasta que no se reduzcan los costes y aumente la capacidad y la durabilidad de las mismas. Además de las baterías, existen otras alternativas de almacenamiento [31]:

- Supercondensadores
- Bombeo de agua
- Sistemas de aire comprimido
- Volantes de inercia

Todos los sistemas de almacenamiento anteriormente mencionados presentan problemas de eficiencia y/o de rentabilidad económica, sobre todo a gran escala. Como alternativa viable se plantea utilizar el excedente de energía eléctrica en un equipo electrolizador para la producción de hidrógeno verde. Esto permitiría a las plantas de producción de energía eléctrica renovable trabajar a su potencia nominal durante más tiempo, aumentando su factor de capacidad. Este hidrógeno podría luego ser almacenado como un vector energético, transportarse y distribuirse para utilizarse cuando fuera necesario y producir energía eléctrica allí donde se requiera. Del transporte y el almacenamiento de hidrógeno se hablará en profundidad en el siguiente capítulo del presente documento.

El término “offshore” viene del inglés y quiere decir “alejado de la costa”, es decir, en alta mar. Las fuentes de energía renovables que pueden aprovecharse son varias y de gran potencial, además de tener un menor impacto en el ser humano, aunque igual o incluso mayor para la fauna marina:

- ❖ Energía eólica. El viento es superior en el mar que en la tierra, aproximadamente un 40%, además de más constante. Esto unido a un menor impacto visual y acústico posibilita que se instalen grandes parques eólicos con turbinas de gran potencia (hasta 10-12MW). Sin embargo, la corriente eléctrica generada sería en forma de corriente alterna, por lo que posteriormente será necesario un rectificador para hacerla continua y así poder ser utilizada en el proceso de electrólisis.
- ❖ Energía solar fotovoltaica. En el año 2019 se instaló en el Mar del Norte holandés la primera planta fotovoltaica flotante offshore, con la ventaja de generar cinco veces más energía que un parque eólico que ocupe la misma superficie marina. Aun así, la planta es un prototipo de apenas 50kW. La corriente eléctrica producida es continua, por lo que podría emplearse directamente en el proceso de electrólisis [32].
- ❖ Energía marina. El mayor desarrollo se ha llevado a cabo en aprovechar la energía de las mareas, las olas y las corrientes marinas. También se está estudiando aprovechar el gradiente de temperaturas y de salinidad a diferentes profundidades en alta mar [33]. Al igual que la energía eólica, la corriente eléctrica producida es alterna, por lo que será necesario rectificarla.

4.2. Electrólisis del agua de mar

4.2.1. Composición del agua de mar

Como se ha visto anteriormente, la electrólisis del agua es un proceso relativamente sencillo de realizar. Bastaría con abastecer al equipo electrolizador con energía eléctrica y la cantidad de electrolito necesario (agua pura) para producir una cantidad de gas hidrógeno concreta. En general, para producir 1kg de hidrógeno puro son necesarios 10L de agua, aproximadamente. Algunos estudios aseguran que se necesitaría consumir todo el agua dulce del mundo para satisfacer la demanda mundial de energía en la actualidad. De hecho, el agua dulce constituye tan solo el 4% de toda la que podemos encontrar en el planeta. El otro 96% está en los océanos, en forma de agua de mar.

El agua de mar es una disolución de diversos tipos de sales en agua con una concentración prácticamente constante. Las principales sales disueltas se muestran en la tabla 5. Además el mar está repleto de seres vivos y demás microorganismos que lo habitan desde el comienzo de la vida tal y como la conocemos, y que se asocian a sólidos en suspensión. Estos deberán ser eliminados antes de introducirse la corriente en el electrolizador.

Tabla 5: Proporción de sales disueltas en el agua de mar [34]

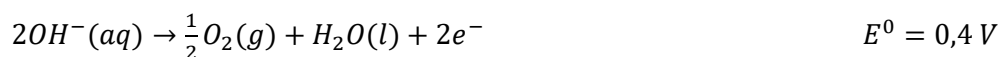
Sales disueltas	Concentración <i>g/L de agua</i>	% del Total
Cloruro sódico ($NaCl$)	27.21	77.74
Cloruro de magnesio ($MgCl_2$)	3.81	10.89
Sulfato de magnesio ($MgSO_4$)	1.66	4.74
Sulfato de calcio ($CaSO_4$)	1.26	3.6
Sulfato de potasio (K_2SO_4)	0.86	2.46
Carbonato de calcio ($CaCO_3$)	0.12	0.34
Bromuro de magnesio ($MgBr_2$)	0.08	0.23
TOTAL	35	100

4.2.2. Reacciones electrolíticas

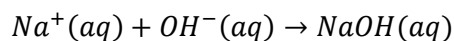
Supongamos que se introduce una corriente de agua de mar, considerada como una disolución de cloruro sódico en agua, en un equipo electrolizador [35]. El soluto, al estar disuelto, se disocia en iones Cl^- y cationes Na^+ . Si ahora se le aplica una diferencia de potencial a la disolución, los iones positivos serán atraídos por el electrodo negativo y viceversa. Además, tendrían lugar las reacciones electrolíticas de disociación de la molécula de agua. Los iones Cl^- se combinarán en el ánodo, dando lugar a $Cl_2(g)$ y dos electrones, que serán arrastrados al cátodo por la fuente de tensión y descompondrán la molécula de agua en $H_2(g)$ e iones hidróxido. Estos iones se combinan con el Na^+ en el cátodo y formará hidróxido de sodio, además de un precipitado de sodio, dependiendo de las características del proceso, pH de la disolución, etc.

A continuación, se resumen las reacciones químicas que tendrían lugar en la electrólisis del agua de mar [36]. En ellas se supone que los electrodos son perfectamente inertes, esto es, no reaccionan con ningún otro elemento o compuesto ni se descomponen con el paso del tiempo. Un electrodo de platino (Pt) es un ejemplo de electrodo inerte, aunque no precisamente barato.

Reacciones anódicas:



Reacciones catódicas:



El cloro es un gas muy inestable que reacciona rápidamente con gran variedad de sustancias químicas cuando se libera al ambiente. Provoca irritaciones en el sistema respiratorio y en los ojos a partir de 15ppm y también es altamente dañino para los organismos acuáticos, pudiendo provocar efectos adversos en ellos a partir de 0,1ppm [37]. Esto requiere de una medida de expulsión y recogida del cloro producido, evitando en todo momento que se quede en el interior del equipo o que se vierta al mar.

El hidróxido de sodio o sosa cáustica, por su parte, es muy corrosivo y cuando se disuelve en agua genera una gran cantidad de calor, en ocasiones suficiente como para encender materiales combustibles. Su disolución provoca la disociación espontánea de los cationes sodio y aniones hidróxido, disminuyendo la acidez del agua disolvente. Es decir, el compuesto podría devolverse en primera instancia al mar, aunque un exceso podría aumentar localmente los niveles de sodio del agua de mar.

Las condiciones del agua de mar difieren de las estándar pues, aunque la temperatura y la presión podemos considerarlas similares a sus valores estándar, su molaridad será diferente al valor de 1M. Por tanto, se ha de calcular el valor de los potenciales reales de las reacciones electroquímicas.

Previamente se calcula la molaridad de la disolución. Consideraremos para ello que el total de sales disueltas en el agua de mar es NaCl, esto es, 35 gramos por cada litro de agua. Además, es ligeramente alcalina, siendo su pH de 8. Entonces:

$$[NaCl] = [Na^+] = [Cl^-] = 35 \frac{g NaCl}{1 L agua} \cdot \frac{1 mol NaCl}{58,5 g NaCl} \approx 0,6 M \quad (XIII)$$

$$pH = -\log[H^+] = 8 \quad (XIV)$$

$$pOH = -\log[OH^-] = 14 - pH = 6 \quad (XV)$$

La ecuación VII para una temperatura igual al valor estándar puede reescribirse como:

$$E = E^0 - \frac{0,059}{n} \log K \quad (XVI)$$

Siendo K la constante de equilibrio de la reacción, que para una reacción del tipo $aA + bB \rightarrow cC + dD$ se calcula como:

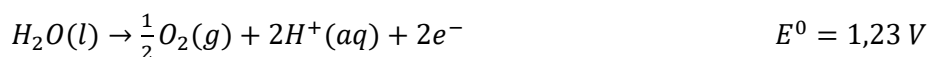
$$K = \frac{[C]^c \cdot [D]^d}{[A]^a \cdot [B]^b} \quad (XVII)$$

Entonces, aplicando la ecuación XVI para cada reacción anódica:



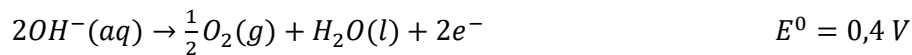
$$E_{0,6M} = 1,36 - \frac{0,059}{2} \log \left(\frac{1}{[Cl^-]^2} \right)$$

$$E_{0,6M} = 1,36 + 0,059 \cdot \log(0,6) = \mathbf{1,347 V}$$



$$E_{0,6M} = 1,23 - \frac{0,059}{2} \log ([H^+]^2)$$

$$E_{0,6M} = 1,23 - 0,059 \cdot (-8) = \mathbf{1,702 V}$$



$$E_{0,6M} = 0,4 - \frac{0,059}{2} \log \left(\frac{1}{[OH^-]^2} \right)$$

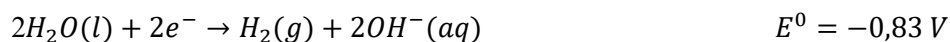
$$E_{0,6M} = 0,4 + 0,059 \cdot (-6) = \mathbf{0,046 V}$$

Ídem para cada reacción catódica:



$$E_{0,6M} = -2,71 - \frac{0,059}{2} \log \left(\frac{1}{[Na^+]^2} \right)$$

$$E_{0,6M} = -2,71 + 0,059 \cdot \log (0,6) = \mathbf{-2,723 V}$$



$$E_{0,6M} = -0,83 - \frac{0,059}{2} \log ([OH^-]^2)$$

$$E_{0,6M} = -0,83 - 0,059 \cdot (-6) = \mathbf{-0,476 V}$$

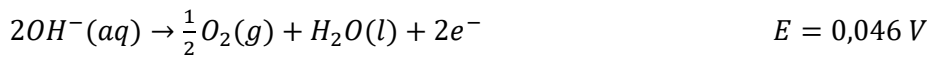
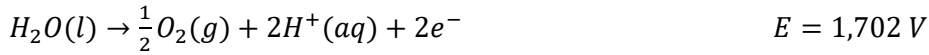
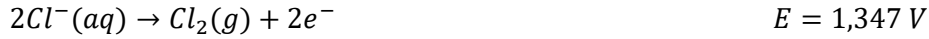


$$E_{0,6M} = 0 - \frac{0,059}{2} \log \left(\frac{1}{[H^+]^2} \right)$$

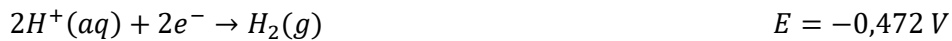
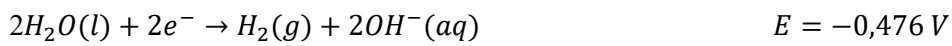
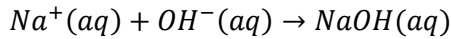
$$E_{0,6M} = 0 + 0,059 \cdot (-8) = \mathbf{-0,472 V}$$

En resumen, las reacciones en el proceso de electrolisis del agua de mar son:

Reacciones anódicas:



Reacciones catódicas:



Desde el punto de vista termodinámico, teóricamente en el ánodo se oxidará la especie que tenga el potencial de reducción más bajo y en el cátodo se reducirá aquella con el potencial más alto. Sin embargo, la experiencia muestra que se oxida el ion cloro en lugar de las moléculas de agua. Esto se debe a fenómenos de polarización que dificultan la formación de oxígeno. A continuación se procede a explicar dichos fenómenos:

4.2.2.1. Fenómenos de polarización

Cada una de las etapas de un proceso electrolítico transcurre a distinta velocidad y será la etapa controlante la de velocidad menor. Cuando la etapa controlante es la correspondiente a la transferencia de masas, se dice que hay una polarización por concentración, mientras que si es alguna reacción química intermedia se dice que hay una reacción de polarización.

Por otro lado, un electrodo polarizado es aquel que acepta un potencial eléctrico impuesto externamente sin que se aprecie apenas cambio en la velocidad de la reacción electrolítica.

Atendiendo a las velocidades de transferencia de masas y de intercambio de electrones se consideran tres posibles situaciones:

- a) Transferencia de masa y de carga a velocidades rápidas. Los electrodos no se polarizan y solo se tienen en cuenta fenómenos termodinámicos.
- b) Transferencia de masa rápida y de carga lenta. Se considera la polarización por transferencia de carga. La concentración de las especies electrolíticas en la disolución no varía, es decir, la velocidad de transferencia de iones y cationes es elevada. Este caso se da en sistemas abiertos y en los procesos de electrolisis de grandes cantidades de agua.
- c) Transferencia de masa y de carga a velocidades lentas. Ambos tipos de polarización afectan al potencial del electrodo. Se da principalmente en sistemas cerrados en los que a medida que transcurre el proceso electroquímico las concentraciones de las especies involucradas variarán notablemente.

En el caso de producirse la electrolisis de agua de mar mediante electrodos completamente sumergidos en la misma puede despreciarse la polarización por transferencia de masas y se asume que únicamente tiene efecto la polarización por transferencia de carga en las reacciones de oxidación del cloro y de reducción del agua.

La polarización por transferencia de carga:

- Aumenta con la densidad de corriente (corriente por unidad de área del electrodo).
- Disminuye al aumentar la temperatura, por lo general.
- Depende de la composición química del electrodo (Pt, Fe, Cu,).
- Es significativa cuando se producen gases.
- Depende de condiciones experimentales.

Entonces, la electrolisis del agua de mar mediante electrodos inertes quedaría:

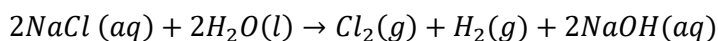
Reacción catódica:



Reacción anódica:



Reacción global:



El potencial eléctrico de la celda electrolítica se calcularía de la siguiente manera:

$$E_{cel} = E_{cát} - E_{án} \quad (XVIII)$$

Aplicando la ecuación anterior:

$$E_{cel} = -0,476 - 1,373 = -1,849 V$$

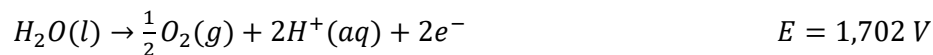
Nótese que el signo negativo en el resultado indica la no espontaneidad del proceso de electrolisis del agua de mar, esto es, hay que suministrar dicha cantidad de energía para que el proceso tenga lugar.

4.2.2.2. Efecto de la naturaleza de los electrodos

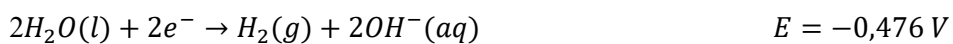
Dependiendo del electrodo que se emplee en el proceso de electrolisis, este también puede participar en las reacciones electrolíticas. A continuación se expondrán dos ejemplos de electrodos no inertes:

Si el electrodo es de hierro (Fe):

Reacciones anódicas:



Reacciones catódicas:



La reducción del ion hierro II no es probable dada su baja concentración. En este caso se oxida el electrodo e irá desintegrándose poco a poco, en lugar del ion cloro. El potencial eléctrico de la celda sería entonces, según la ecuación XVIII:

$$E_{cel} = -0,476 - (-0,44) = -0,036 V$$

Si el electrodo es de cobre (Cu):

Reacciones anódicas:



Reacciones catódicas:



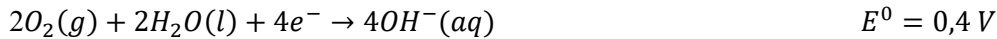
Sucede de manera similar al caso anterior. La reducción del ion cobre II no es probable dada su baja concentración. En el ánodo se oxida el electrodo de cobre, que irá desintegrándose poco a poco, en lugar del ion cloro. El potencial eléctrico de la celda sería entonces, según la ecuación XVIII:

$$E_{cel} = -0,476 - (-0,34) = -0,136 V$$

4.2.2.3. Participación del oxígeno en el proceso

Como sabemos, la molécula de agua contiene oxígeno. Además, si los electrodos no se sumergen completamente en el electrolito estarán en contacto también con el oxígeno atmosférico. Por tanto, el oxígeno también debe considerarse como posible agente reductor y oxidante, pudiendo participar de esta manera en las reacciones electrolíticas.

Oxígeno como agente oxidante:



Oxígeno como agente reductor:



4.2.2.4. Pasivación del ánodo

Es un fenómeno que puede ocurrir durante el proceso de electrolisis. En este caso se forma una capa inerte en la superficie del electrodo positivo a medida que va transcurriendo la reacción electroquímica que impide su evolución, disminuyendo la velocidad de reacciones.

Esta técnica es habitualmente empleada en la industria. Por ejemplo, en la fabricación de acero inoxidable es necesario que el cromo se disuelva en su aleación formando una capa aislante que se adhiere sobre el acero y lo aísla del ambiente, dándole propiedades inoxidable. En general, los óxidos de cualquier metal son aislantes aunque la capacidad de pasivación del metal dependerá de las propiedades del óxido en cuestión, así como del potencial eléctrico aplicado, el pH de la disolución, etc.

En resumen, la pasivación es un fenómeno que debe evitarse en los procesos de electrolisis del agua de mar para prolongar la vida útil de los electrodos. Para ello se hace necesaria una buena selección de los materiales.

Después de el estudio en profundidad de la electrólisis directa del agua de mar podemos concluir que, dadas las numerosas complicaciones que tienen lugar durante el proceso, todavía es necesaria una investigación exhaustiva para desarrollar equipos electrolizadores capaces de cumplir con este cometido.

Numerosas investigaciones se están llevando a cabo en la actualidad para adaptar los equipos electrolizadores a las condiciones requeridas. Recientemente, un equipo de investigadores de la Universidad de Stanford ha ideado una manera de prolongar la vida útil de los electrodos sumergidos. Concretamente, emplearon tanto hidróxido de hierro y níquel como sulfuro de níquel para revestir el ánodo y protegerlo de la corrosión provocada por la disociación y posterior formación de cloro en su superficie. Afirman que este método, denominado ánodo de sacrificio, logra elevar la vida útil del equipo a más de mil horas, en lugar de las doce horas que apenas funcionarían los electrodos sin protección. Además, lograron conducir hasta diez veces más electricidad por ellos, lo que permite producir hidrógeno a partir de agua de mar a una velocidad mayor [38].

Por otro lado, investigadores de la Universidad de Houston han desarrollado un catalizador tridimensional de reacción basado en nanopartículas hechas de nitruro de níquel-hierro y nanobarras de nitruro de níquel-molibdeno que se integra en el equipo electrolizador y permite disminuir el potencial eléctrico necesario para que se produzca la electrólisis del agua de mar [39].

Todo esto son investigaciones llevadas a cabo en laboratorios, por lo que aún habrá que esperar un tiempo si se quiere ver un equipo electrolizador con componentes o métodos como los anteriormente descritos o similares.

4.3. Desalación del agua de mar

La complicación y la falta de desarrollo actual de equipos electrolizadores capaces de realizar procesos directamente con agua de mar hace que se planteen alternativas de cara a seguir alcanzando el objetivo principal. Lo más razonable es pensar en emplear esta corriente de agua de mar realizando previamente un tratamiento y purificación de la misma de manera que como resultado se obtenga lo más parecido al agua pura.

La desalación es el proceso por el cual se eliminan las sales disueltas en el agua del mar, obteniéndose agua dulce. Existen distintos procesos para tal fin, que se pueden clasificar en función del tipo de energía que empleen:

Tabla 6: Clasificación de los procesos de desalación en función de la forma de energía empleada [40].

Energía	Proceso	Método	Simbología
Térmica	Evaporación	Destilación súbita (Flash)	MSF
		Destilación multiefecto	MED
		Termo compresión de vapor	TVC
		Destilación solar	DS
	Cristalización	Congelación	CO
		Formación de hidratos	FH
Filtración y evaporación	Destilación con membranas	DC	
Mecánica	Evaporación	Compresión mecánica de vapor	CV
	Filtración y evaporación	Ósmosis inversa	OI

Desde el punto de vista tecnológico no hay una tecnología mejor que otra, aunque de todas ellas, las más empleadas a nivel global son las siguientes:

- ❖ Destilación Flash Multi-etapa (MSF). Consiste en calentar el agua de mar en tanques que contienen tubos en paralelo por los cuales circula algún fluido caliente, por ejemplo vapor de agua. El concepto de multi-etapa hace referencia a que se emplean varios tanques para que el proceso sea más efectivo. La salmuera residual es limpiada y extraída por la parte de abajo de los tanques. El agua vaporizada es enfriada y condensada para adaptarse a las condiciones de salida requeridas.

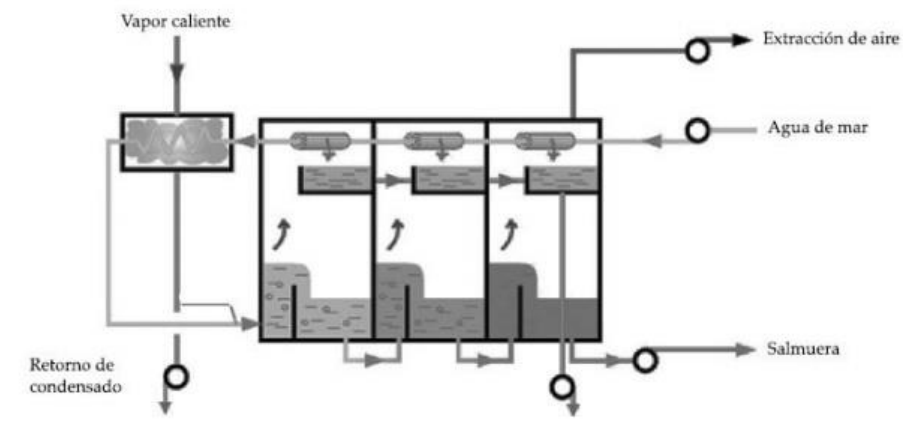


Ilustración 14: Esquema del proceso de desalación por MSF [40].

- ❖ Congelación. Se somete el agua de mar a procesos de refrigeración, obteniendo cristales de hielo puro. Se puede hacer por expansión (en vacío) o con ayuda de agentes refrigerantes. Es menos intensa energéticamente que los procesos de destilación.

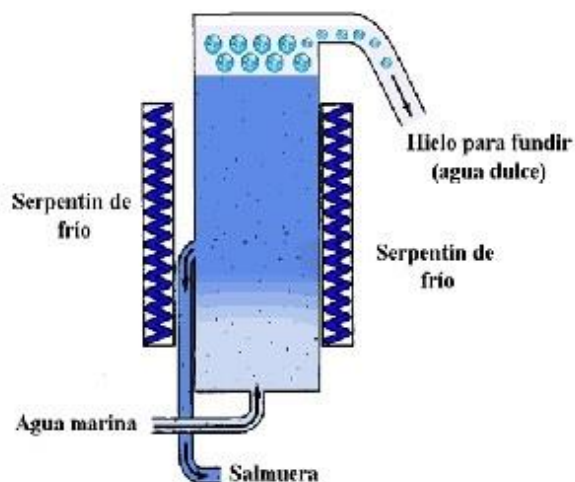


Ilustración 15: Esquema del proceso de desalación por congelación [41].

- ❖ Ósmosis inversa. Para llevar a cabo este proceso se necesita una membrana semipermeable. A continuación se aplica presión para superar la presión osmótica del agua a tratar. La membrana permite el paso del líquido pero no de las sales, de modo que aun lado de ella se obtiene la corriente de rechazo (salmuera) y al otro la corriente de agua pura deseada. Cuanto mayor sea la salinidad del agua, mayor será su presión osmótica. Además, es necesario un tratamiento previo del agua de mar para aumentar la vida útil de las membranas.

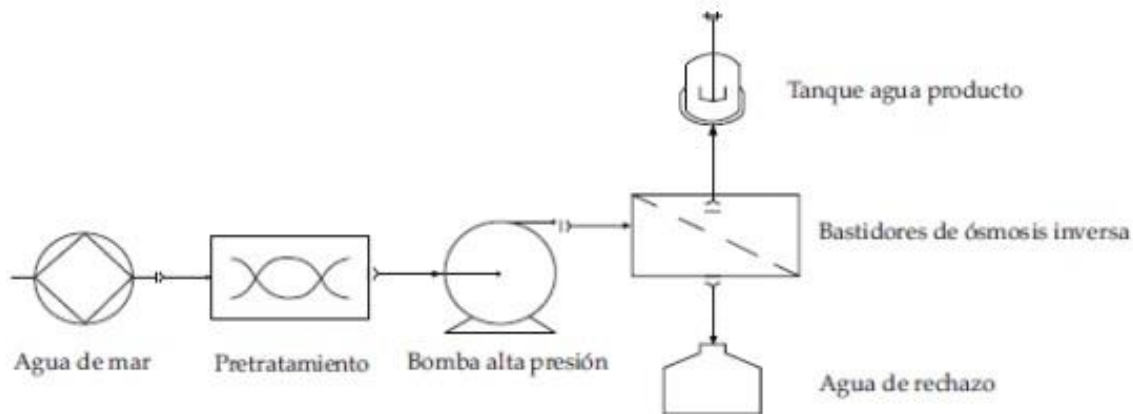


Ilustración 16: Esquema del proceso de desalación por ósmosis inversa [40].

Sea cual sea el método que se emplee para desalar la corriente de agua, la energía necesaria para ello es importante y supone el principal coste económico. La búsqueda de la eficiencia energética y el ahorro de costes ha hecho imprescindible la utilización de fuentes de energía renovables para cubrir las demandas energéticas de los procesos de desalación.

Para los procesos que empleen energía térmica es primordial plantear la opción de utilizar energía solar térmica para alcanzar las altas temperaturas de los fluidos caloportadores, así como para máquinas de refrigeración por absorción. La combustión de combustibles fósiles penalizaría medioambientalmente el proceso de producir hidrógeno limpio como objetivo final.

Para los procesos que empleen energía eléctrica, el empleo de la energía solar fotovoltaica o la energía eólica son las opciones más rentables y maduras. Sin embargo, la posibilidad de usar la energía mareomotriz o incluso de los gradientes de temperatura o salinidad que se producen entre la superficie y el fondo del mar cada vez cobran más interés entre los inversores. En cualquier caso, todas ellas son energías renovables que proporcionarían la demanda energética de este tipo de plantas.

5 TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

Por lo general, el consumo del hidrógeno producido no se realizará en el mismo lugar de su generación. Por lo tanto, una vez que el sistema energético basado en el hidrógeno adquiriera la relevancia que se prevé y la generación de hidrógeno se realice de forma masiva en todo el mundo será necesaria la implantación de una nueva infraestructura de transporte y distribución de este vector energético desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo, ya sea a nivel industrial o a nivel particular.

En este sentido, el hidrógeno puede ser almacenado y posteriormente transportado como gas comprimido a alta presión, como líquido a muy baja temperatura, en hidruros metálicos o bien también puede ser inyectado directamente en las redes de transporte ya existentes de gas natural. En primer lugar se explicará esta última forma de transporte pues no requiere de ningún sistema de almacenamiento intermedio que, como se verá, repercutirá en pérdidas, mayores o menores, de hidrógeno disponible, además de incrementar significativamente los costes de los sistemas de transporte.

5.1. Inyección de hidrógeno en las redes de gas natural

Utilizar los gaseoductos de gas natural para el transporte directo del hidrógeno es la opción más económica cuando se quieren transportar grandes volúmenes. Además, su alta capacidad de almacenamiento favorece aún más la investigación en la implementación de este sistema de transporte que cuenta con una capacidad de transmisión prácticamente de un orden superior a la de la red eléctrica.

En primera instancia, se trata de añadir el hidrógeno como aditivo al gas natural que ya transporta la red (Power to Gas o P2G o también llamado “blending⁶”). El tanto por ciento que puede añadirse para que el combustible final no modifique en exceso sus propiedades y siga siendo utilizable es todavía incierto, aunque actualmente se están llevando a cabo ensayos para determinar el impacto del hidrógeno en función de su concentración. Este es el objetivo, por ejemplo, del proyecto HIGGS (Hydrogen In Gas GridS), desarrollado por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías de Hidrógeno en el Parque Tecnológico de Walqa (Huesca, España). A nivel europeo y americano existen otros proyectos en la misma línea, destacando el proyecto HYREADY, con objetivos ambiciosos de penetración del hidrógeno de hasta el 20% [42].

⁶ Blending: del inglés, mezcla.

En este sentido, se sabe que la adición de hidrógeno al gas natural puede alterar, entre otras:

- Los valores de densidad, viscosidad y factor de compresibilidad.
- Los valores de calor específico a presión y volumen constante.
- Los valores de los coeficientes isentrópicos y de Joule-Thomson.
- El comportamiento y las propiedades térmicas de los materiales de la propia red de distribución.
- Las condiciones necesarias para el usuario final.

En España, las condiciones de las inyecciones de gas natural en la red actualmente deben seguir el Protocolo de Detalle PD01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS). Este protocolo exige ciertas especificaciones de calidad del gas natural, las cuales se indican en la siguiente tabla:

Tabla 7: Especificaciones de calidad del gas introducido en el Sistema Gasista [43] [44].

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidad relativa		0,555	0,700
S Total	mg/m ³	-	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	-	15
RSH (como S)	mg/m ³	-	17
O ₂	mg/m ³	-	0,01
CO ₂	mg/m ³	-	2,5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar (a)	-	+ 2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar (a)	-	+ 5
Polvo/Partículas	-	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

Además de las características anteriores, los gases procedentes de fuentes no convencionales, como es el caso que nos concierne, deberán cumplir con las especificaciones de la siguiente tabla:

Tabla 8: Especificaciones de calidad del gas procedente de fuentes no convencionales introducido en el Sistema Gasista [43] [44].

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Metano (CH ₄)	mol %	95	-
CO	mol %	-	2
H ₂	mol %	-	5
Compuestos halogenados: - Flúor/Cloro	mg/m ³	-	10/1
Amoniaco	mg/m ³	-	3
Mercurio	µg/m ³	-	1
Siloxanos	mg/m ³	-	10
Benceno, Tolueno, Xileno (BTX)	mg/m ³	-	500
Microorganismos	-	Técnicamente puro	
Polvo/Partículas	-	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

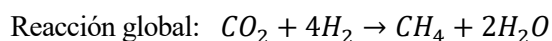
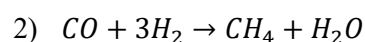
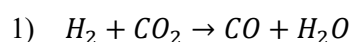
En base a lo anterior, actualmente en España no puede inyectarse hidrógeno puro en la red de gas. Solo pueden inyectarse mezclas de máximo un 5% en volumen de hidrógeno siempre que estas tengan al menos un 95% de metano procedente de fuentes no convencionales. Este valor del contenido máximo en hidrógeno es diferente en cada país de la Unión Europea:

Tabla 9: Límite de inyección de hidrógeno en porcentaje volumétrico en la red de gas natural por países [45].

País	España	UK	Bélgica	Suecia	Suiza	Austria	Francia	Alemania	Holanda
% H ₂	5	0	0	0,5	4	4	6	10	12

Otra posible opción es la idea de producir gas natural sintético o Syn-gas (Power to Fuel o P2F), un combustible mezcla principalmente de monóxido de carbono e hidrógeno con características similares al gas natural, el cual sería compatible en su totalidad con la red de transporte y con las numerosas aplicaciones posteriores, pudiéndose destinar prácticamente para los mismos usos finales que el propio gas natural de origen fósil.

Por último, se puede utilizar el hidrógeno renovable para obtener metano, de mayor valor energético y económico que el gas natural sintético, a partir de dióxido y/o monóxido de carbono. Este proceso se denomina metanación [45] y el metano seco obtenido puede inyectarse también directamente en las redes de transporte. Las reacciones sucesivas y global serían las siguientes:



En la actualidad no existe ninguna legislación ni procedimiento que regule la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural. Esto principalmente es debido a las diferencias existentes entre los países de la Unión Europea, ya que algunos ven más inconvenientes que beneficios en la implantación de este sistema de transporte. Será necesario pues, en un futuro no muy lejano, un estudio exhaustivo de los efectos ocasionados por el combustible o mezcla de combustibles transportados así como de las mejoras técnicas o modificaciones que deberían llevarse a cabo para mantener las redes de transporte seguras en relación con el suministro energético y, por supuesto, con la seguridad personal.

Aun así, el blending de hidrógeno en las redes de gas natural no deja de ser una solución para comenzar la transición pero ni mucho menos se pretende que sea el futuro. La idea es que se implemente cuanto antes hasta que sea posible y viable adaptar las redes de transporte a los requisitos del hidrógeno puro.

5.2. Almacenamiento de hidrógeno

Cuando no sea posible inyectar el hidrógeno directamente a la red de gas natural se debe recurrir a tecnologías de almacenamiento. El hidrógeno es un gas complejo de almacenar aunque dada la gran variedad de posibilidades no es difícil seleccionar aquella que sea más adecuada para cada aplicación y ubicación. Aun así, es necesario un mayor desarrollo respecto a las técnicas y tecnologías de almacenamiento de hidrógeno pues es un punto clave en la expansión e incorporación del nuevo sistema energético.

Una característica importante del hidrógeno es la elevada cantidad de energía que contiene por unidad de masa, lo que llamamos densidad energética, la cual es mayor que la de cualquier otro combustible. Sin embargo, en condiciones normales de presión y temperatura, la energía por litro del hidrógeno en estado gas es del orden de 10kJ, ínfima comparada con la energía necesaria en sus diferentes potenciales aplicaciones prácticas [46].

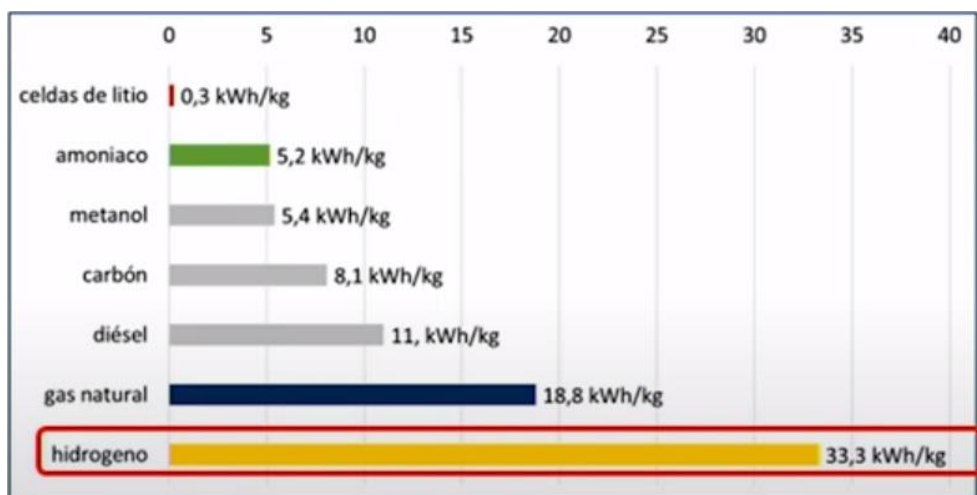


Ilustración 17: Densidades energéticas por unidad de masa de algunos combustibles [47].

Aún así, prácticamente cualquier sistema de almacenamiento de hidrógeno funciona de forma más eficiente que uno de almacenamiento de energía eléctrica, tanto por unidad de volumen como por unidad de masa, además de poder hacerse por un tiempo más prolongado.

Existen ciertos requisitos que todo sistema de almacenamiento idealmente debería tener [48]:

- Máxima densidad energética tanto en peso como en volumen.
- Mínima necesidad de instalaciones auxiliares.
- Tecnología fiable y experimentada.
- Mínimo autoconsumo energético, aun en períodos prolongados.
- Mínimo tiempo de recarga.

A continuación, se explican los principales sistemas de almacenamiento de hidrógeno:

5.2.1. Almacenamiento de hidrógeno a presión

En condiciones ambiente el hidrógeno se encuentra en estado gas [48], aunque debido a su baja densidad energética por unidad de volumen será necesario comprimirlo para almacenar grandes cantidades de energía. Para ello serán necesarios grandes tanques, botellones u otros recipientes a presión, herméticos y contruidos especial y minuciosamente. Dichos sistemas son costosos y tienen un autoconsumo elevado comparado con otras tecnologías. Sin embargo, están ampliamente difundidos, estudiados y son los más empleados en la actualidad.

Concretamente el almacenamiento en botellas a 200 bar es utilizado ya a pequeña escala en la industria, en laboratorios y con previsión de emplearse en las futuras hidrogeneras para vehículos. Estas botellas suelen ser de acero al cromo-molibdeno (Cr-Mo), de color rojo y muy pesadas. De hecho, del peso total del tanque lleno, tan solo un 1% es debido al hidrógeno.



Ilustración 18: Botellas de hidrógeno comprimido a 200 bar [49].

Para el almacenamiento a gran escala es preferible el almacenamiento subterráneo en cavernas, minas de sal o acuíferos. Es la tecnología más prometedora por su gran capacidad, bajo costo de inversión y alto potencial de sellado. Europa, y en concreto España, tiene un gran potencial de almacenamiento subterráneo de hidrógeno, con una capacidad total de 1,26 PWh⁷ [50].

El uso en aplicaciones móviles, por ejemplo para vehículos, hace necesario el diseño de nuevos sistemas más compactos, resistentes a los impactos y de menor peso y coste, aunque ya existen modelos comerciales de vehículos propulsados con pilas de combustible de hidrógeno, almacenado en botellas a presión. Para asegurar la resistencia de este tipo de tanques de almacenamiento a presión para aplicaciones móviles son sometidos a tests de comprobación tales como pruebas de resistencia ante caídas, impactos, ignición, disparos, etc. Un buen sistema deberá soportar todas ellas para demostrar que su utilización es completamente segura.

En general, aproximadamente se emplea el 13% del PCI del hidrógeno en energía eléctrica necesaria para la compresión del gas en estos sistemas de almacenamiento a 200bar. Cuanto mayor sea la presión a la que se comprima mayor será el consumo de energía eléctrica necesaria, aunque mayor será la cantidad de hidrógeno almacenado. La presión de compresión dependerá sobre todo de la capacidad de los materiales del sistema de almacenamiento concreto. En la actualidad, se está investigando en el desarrollo de materiales como la fibra de carbono o el aluminio, capaces de soportar una presión de hasta 700 bar [51].

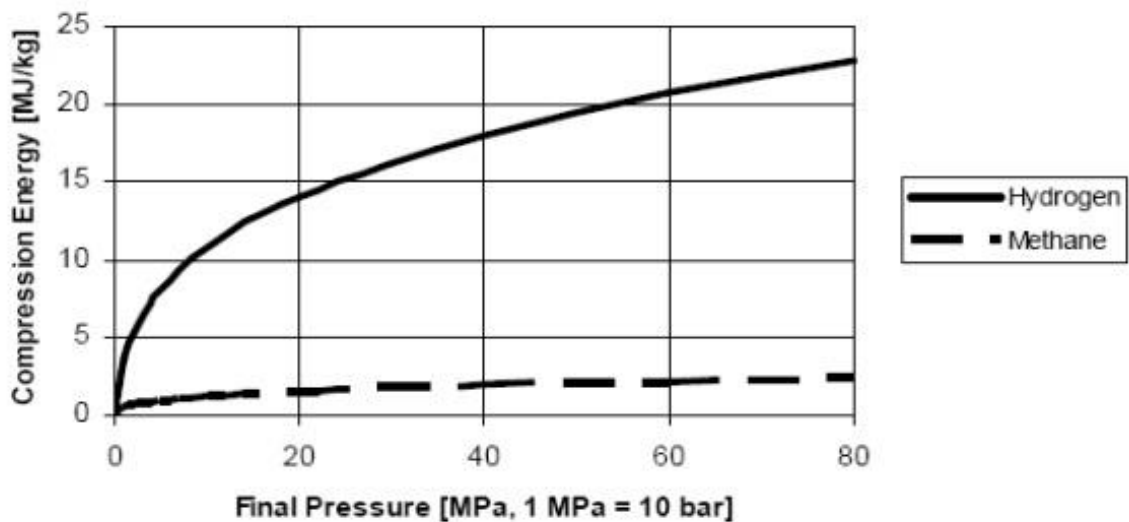


Ilustración 19: Energía destinada a la compresión de hidrógeno en estado gaseoso [48].

⁷ 1 PWh (peta vatios-hora) = 10¹⁵ Wh

5.2.2 Almacenamiento de hidrógeno líquido

Otra forma de almacenar hidrógeno empleada ya, por ejemplo, en aplicaciones espaciales y en otras donde se requiere hidrógeno de gran pureza es su almacenamiento en estado líquido. La temperatura de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica es de $-252,76^{\circ}\text{C}$ (20K), por lo que para su almacenamiento en estado líquido es necesario el correcto aislamiento de los sistemas, llamados “recipientes criogénicos”. En general, este tipo de sistemas es empleado en aplicaciones donde se necesita maximizar la cantidad de hidrógeno disponible en espacios relativamente reducidos, sobre todo en el transporte, en las cuales se aprovecha la elevada densidad energética del hidrógeno líquido [48].

El proceso para pasar un gas a estado líquido se denomina licuación y se realiza modificando sus condiciones de presión y temperatura. El más simple es el ciclo de expansión Joule-Thompson [8], en el cual el gas es sometido a los siguientes procesos:

1 → 2: Compresión isotérmica a temperatura ambiente.

2 → 3: Enfriamiento isóbaro.

3 → 4: Expansión isentálpica. Hay que poner especial cuidado en este proceso, pues el hidrógeno se calienta al expandirse.

4 → 5: Separación líquido-vapor.

5 → 1: Calentamiento isóbaro.

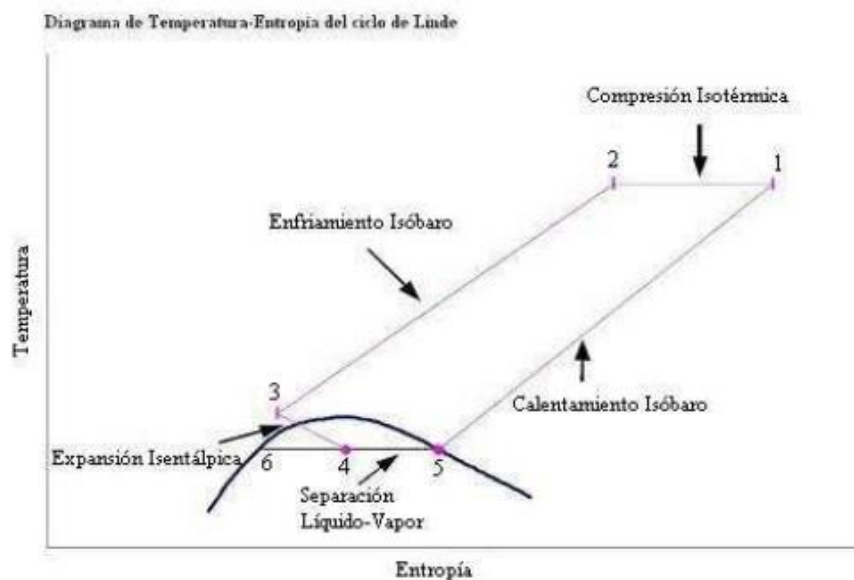


Ilustración 20: Ciclo de expansión de Joule-Thompson [8].

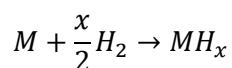
Sin embargo, los procesos de licuación del hidrógeno requieren de condiciones muy específicas y complejas de mantener, en las cuales reducir las pérdidas térmicas adquiere la mayor importancia. Cualquier fallo de aislamiento supondrá la evaporación flash de parte del hidrógeno licuado y, por tanto, una pérdida de energía y de la eficiencia del sistema. En este sentido, para reducir las pérdidas de calor por conducción, convección y radiación a través de las paredes de los sistemas criogénicos se procede a protegerlos con una doble pared aislante, en cuyo interior hay una cámara de vacío. Además, algunos sistemas están provistos de una pared exterior con un espacio relleno de nitrógeno líquido, a una temperatura aproximada de -200°C , para reducir la diferencia de temperaturas entre el interior y el exterior del sistema. Por otro lado, las pérdidas de calor se disminuyen también reduciendo la superficie de transferencia del sistema. Por ello, los tanques de hidrógeno suelen ser esféricos o cilíndricos en su defecto, pues está demostrado que estas formas son las que tienen una menor superficie de transferencia por unidad de volumen. A medida que aumenta el diámetro del tanque, este es capaz de almacenar un mayor volumen de hidrógeno, por lo que los tanques grandes tienen proporcionalmente menos transferencia de calor que los tanques pequeños [8].

Aproximadamente se requiere un 30-40% del PCI del hidrógeno almacenado para los procesos de licuación. Cuanto mayor sea la cantidad de hidrógeno que se procese para su licuación menor será el porcentaje de energía consumida en relación con la energía almacenada en estado líquido. Los objetivos a corto y medio plazo para que esta tecnología sea competitiva es reducir el porcentaje de energía consumida por debajo del 20%. Cabe destacar que el correcto desarrollo de esta tecnología marcará el futuro de la implantación y proliferación de los vehículos de hidrógeno para su uso convencional y cotidiano [48].

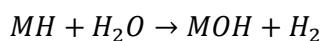
A la hora de implantar este tipo de sistemas de almacenamiento offshore será determinante la cantidad de energía eléctrica que produzca el parque renovable al cual esté acoplado el sistema de producción de hidrógeno. De este modo, si la energía eléctrica excedentaria es muy elevada (parques de gran potencia cercanos a puntos de consumo no muy importante) podría emplearse una parte de esta energía en el electrolizador para la producción de hidrógeno y otra parte para comprimirlo y almacenarlo en estado líquido, logrando una mayor cantidad de energía almacenada por unidad de volumen.

5.2.3. Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos

Durante décadas los hidruros metálicos han sido los materiales más prometedores para el almacenamiento de hidrógeno, aunque en la actualidad es una de las técnicas menos utilizada. Estos compuestos presentan la propiedad de combinarse con hidrógeno bajo determinadas condiciones de presión y temperatura en reacciones de absorción y desorción más o menos reversible y suficientemente rápidas en ambos sentidos. Los átomos de hidrógeno se sitúan en los huecos intersticiales libres de la red cristalina, logrando mayores densidades de almacenamiento incluso que con el hidrógeno a presión [8].



Cuando se requiera del hidrógeno almacenado, se procede a su descomposición electroquímica para volverlo a obtener en su forma gaseosa, además del metal inicial que estará, a priori, en plena disposición para su reutilización.



Estos sistemas ofrecen una alta capacidad de almacenamiento, además de ventajas en cuanto a la seguridad y la manipulación. Sin embargo, los hidruros metálicos presentan varios problemas prácticos:

- Elevado peso y coste de los equipos, aunque menor volumen y mayor seguridad.
- Rotura después de varios ciclos (absorción – desorción), limitando su vida útil.
- Alta sensibilidad a las impurezas reactivas como el oxígeno y el monóxido de carbono. Pequeños niveles pueden inactivar las reacciones de absorción de hidrógeno.

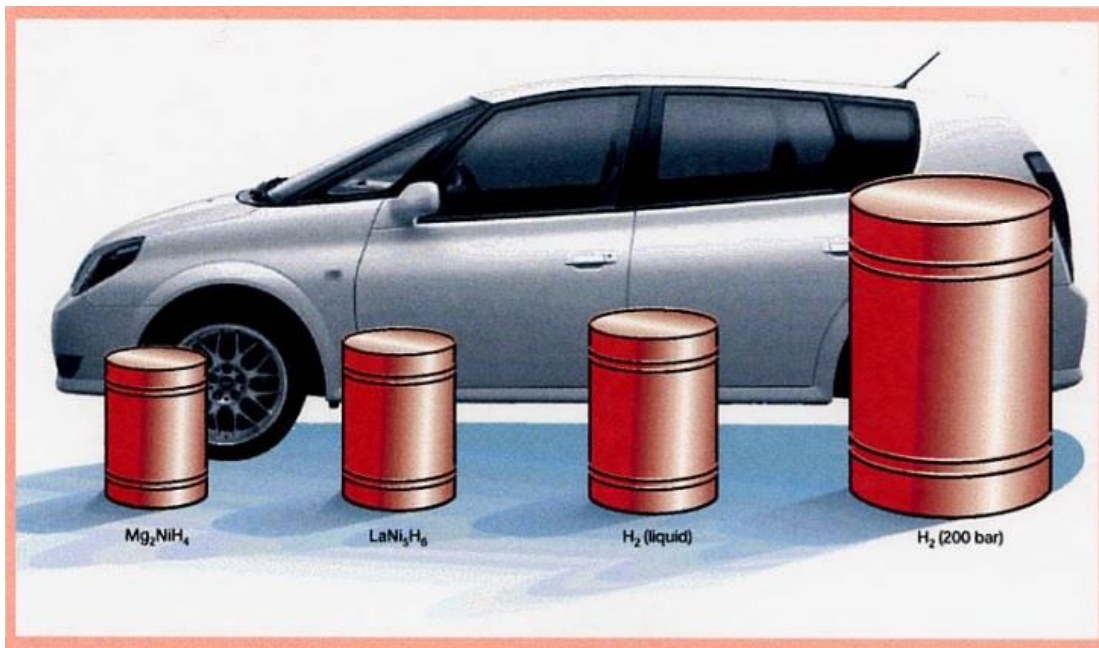


Ilustración 21: Comparativa volumétrica del almacenamiento de cierta cantidad de hidrógeno [48].

Estos sistemas de almacenamiento de hidrógeno ya están extendidos en aplicaciones estáticas. Para poder implementarse en otras aplicaciones móviles deben reducir su peso considerablemente. Numerosas investigaciones se están llevando a cabo actualmente en este sentido para intentar desarrollar lo antes posible lo que se conoce como hidruros ligeros, con un potencial bastante elevado según los propios investigadores.

5.2.4. Almacenamiento de hidrógeno en hidruros químicos

Por lo general, los hidruros químicos son compuestos que al combinarse con agua producen hidrógeno y un compuesto hidróxido. La reacción inversa, el llenado, se denomina reacción de reciclado del hidruro. Algunos de los hidruros más importantes son:

Hidruros químicos y sus densidades gravimétricas		Densidad gravimétrica, %H ₂
Reacciones químicas		(Hydride Only)
$\text{CaH}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} \longrightarrow$	$\text{Ca(OH)}_2 + 2 \text{H}_2$	9.6%
$\text{MgH}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} \longrightarrow$	$\text{Mg(OH)}_2 + 2 \text{H}_2$	15.3%
★ $\text{LiH} + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow$	$\text{LiOH} + \text{H}_2$	25.2%
$\text{LiBH}_4 + 4 \text{H}_2\text{O} \longrightarrow$	$\text{LiOH} + \text{H}_3\text{BO}_3 + 4 \text{H}_2$	37.0%
$\text{NaBH}_4 + 4 \text{H}_2\text{O} \longrightarrow$	$\text{NaOH} + \text{H}_3\text{BO}_3 + 4 \text{H}_2$	21.3%

Ilustración 22: Reacciones químicas y densidades gravimétricas de algunos hidruros químicos [8].

Otra forma de transportar hidrógeno es combinándolo directamente con otros elementos y formando compuestos que tengan temperaturas de licuación más próximas a la ambiente. Las formas más usuales en la actualidad son el amoníaco (NH_3) y el metanol (CH_3OH). Posterior a su transporte, será necesario descomponer el compuesto para obtener el hidrógeno puro que servirá de combustible.

5.2.5. Almacenamiento de hidrógeno en nanotubos de carbono

Son estructuras de grafito en forma hexagonal dispuestas formando tubos muy pequeños y resistentes mecánicamente, los cuales pueden adsorber⁸ hidrógeno, aunque a baja temperatura y presión. La capacidad de almacenamiento depende de una serie de parámetros como los procedimientos de deposición y tratamiento, los métodos de carga de hidrógeno y la liberación.

Además, se ha demostrado que la presencia de pequeñas cantidades de ciertas sustancias incrementa las capacidades de adsorción de hidrógeno de los materiales de grafito. La adición átomos de potasio, por ejemplo, puede hacer que se separen las capas de grafito, formando una estructura hexagonal abierta que aumenta significativamente la cantidad de hidrógeno almacenable en ellas [8].

Este sistema está aún en fase de investigación y desarrollo, aunque no se duda de su gran potencial como material de almacenamiento, pudiendo llegar a almacenar densidades energéticas del doble de las que se consiguen actualmente con el hidrógeno líquido y a un coste menor a escala de laboratorio.

⁸ Nótese la diferencia entre absorción en hidruros metálicos, en los cuales el hidrógeno penetra en todo el volumen del sólido, y adsorción en nanotubos de carbono, en los que el hidrógeno permanece en la superficie de las estructuras.

5.3. Transporte del hidrógeno a la costa

Siempre que no pueda inyectarse hidrógeno en las redes de gas natural y tenga que almacenarse, independientemente del sistema de almacenamiento que se emplee, posteriormente habrá que trasladar el hidrógeno almacenado a los puntos de consumo. Para ello, se emplean en su mayoría barcos y buques de altura y de gran tamaño preparados para transportar hidrógeno a larga distancia.

Japón ya está trabajando en el desarrollo de un sistema energético basado en el hidrógeno, así como en buques para su transporte y distribución. El primer buque comercial, de 116m de eslora, para el transporte de hasta $1250 m^3$ de hidrógeno líquido ha sido bautizado con el nombre de SUISEI FRONTIER, fue presentado al público por Kawasaki Heavy Industries y botado en diciembre del pasado año [52]. A pesar de este gran progreso, todavía es una embarcación de pequeña capacidad, pues los grandes metaneros actuales pueden llegar a transportar un volumen total de gas natural licuado doscientas veces mayor [53].

Mas aún, hablando en términos generales, el propio barco que transporte el hidrógeno producido a la costa podrá estar propulsado por pilas de hidrógeno, consumiendo un pequeño porcentaje del combustible transportado. De hecho, en la actualidad no es viable el uso de baterías electroquímicas de energía eléctrica en grandes barcos por su elevado peso. Seguir empleando derivados del petróleo como el fuel-oil tampoco parece ayudar mucho a frenar las emisiones contaminantes. Las pilas de combustible de hidrógeno parecen posicionarse en primer lugar a la hora de descarbonizar el sector transporte, en especial el marítimo.

6 PROYECTOS EN MARCHA

A pesar de que los costes de los equipos e instalaciones productoras de hidrógeno renovable son aún bastante elevados todo apunta a que un incremento en este tipo de instalaciones hará que el coste de las mismas, así como del hidrógeno producido, disminuya progresivamente hasta competir en el mercado de combustibles actual, lo que permitirá desarrollar aún más este tipo de infraestructuras [54].

Según la consultora de energía y recursos renovables Wood Mackenzie, el número de proyectos de electrolizadores acoplados a plantas de generación renovable se ha casi triplicado en menos de un año, pasando de 3GW de capacidad planificada a finales del mes de octubre del año pasado a 8,2GW en la actualidad [55].

La mayoría de las plantas de producción de energía eléctrica renovable a las cuales se acoplan sistemas electrolizadores para la producción de hidrógeno verde suelen emplear dos fuentes de energía renovable principales: la energía eólica y la energía fotovoltaica. De estas dos, la tecnología más extendida offshore es la eólica, por lo que la mayoría de los proyectos en los que se han acoplado electrolizadores a las plantas de generación de energía eléctrica son parques de aerogeneradores eólicos de eje horizontal. No obstante, ya se están empezando a apostar por aunar ambas tecnologías en un solo proyecto híbrido que complemente los períodos en los que algunas de las fuentes de energía primaria renovable no son suficientes.

En general, los proyectos de producción de hidrógeno renovable offshore se plantean de la misma manera. Como primera solución, se trata de construir una plataforma en alta mar en la que se instalen los equipos necesarios para los procesos de purificación, electrólisis, compresión y almacenamiento del hidrógeno generado para posteriormente ser transportado a la costa por grandes buques (Ilustración 23). Cabe la posibilidad de que la plataforma se construya ya en la costa, aunque entonces habría que transportar la energía eléctrica generada por el parque renovable hasta allí, con las consecuentes pérdidas energéticas y el incremento de costes en la infraestructura eléctrica. En este caso, el transporte del hidrógeno renovable producido se podría hacer por carretera.



Ilustración 23: Solución 1 para la instalación de una planta de producción de hidrógeno offshore [54].

Una segunda solución sería instalar los equipos anteriormente mencionados en una plataforma petrolera y/o gasística existente, la cual estaría conectada a un gasoducto submarino para el transporte del gas natural y podría aprovecharse para transportar el hidrógeno renovable producido hasta los puntos de almacenamiento y consumo en la costa. Esta es una solución que requiere de la aprobación y de ciertas especificaciones en las inyecciones de hidrógeno en las redes de gas natural por parte de las compañías petroleras, pues el gas natural podría llegar a contaminarse en exceso y perder sus prestaciones, además de que los materiales de las tuberías deben estar preparados para soportar y transportar un hidrógeno a alta presión capaz de alterar sus propiedades o deformarlos (Ilustración 24). Para entender un poco más esta solución se recomienda leer el punto 5.1 del presente documento.



Ilustración 24: Solución 2 para la instalación de una planta de producción de hidrógeno offshore [54].

Por último, recientemente las empresas Ørsted e ITM Power han sacado a la luz un nuevo concepto de electrolizador de instalación en el interior de la torre de un aerogenerador offshore, lo que reduce los costes de producción pues no es necesario adecuar ningún tipo de plataforma marina para la instalación de producción de hidrógeno. Este nuevo diseño constituye la tercera solución, para la cual habrá de estudiarse su viabilidad económica y tenerse en cuenta a la hora de la implantación de futuros parque eólicos offshore destinados a la producción de hidrógeno renovable offshore [56].

6.1 Proyectos a nivel internacional

El proyecto más ambicioso a nivel mundial es el Proyecto Jidai, en la costa sur de Hokkaido (Japón). A pesar de que casi la totalidad del planeta apuesta por una descarbonización del sector transporte enfocada en el coche 100% eléctrico, Japón va un paso por delante. Su apuesta es fija al coche de hidrógeno y quiere dotar al país de una infraestructura pionera y suficiente para abastecer la alta previsión de vehículos que requerirán de este combustible para moverse en relativamente pocos años.

Después del desastre de Fukushima, el país japonés se vio obligado a cortar de raíz su relación con la energía nuclear, pasando a ser dependiente en términos energéticos de las importaciones de otros países. Recientemente, se propuso el objetivo de alcanzar un mayor desarrollo e implantación de energías renovables, tratando de que cubran al menos un 25% del total de la producción eléctrica del país en el año 2030 (actualmente representan un 16%). Además, existe también el compromiso de reducir las emisiones de carbono en otro 25% para ese mismo año [57].

El proyecto Jidai fue creado para aunar los objetivos anteriormente mencionados. Por un lado, pretende aprovechar las fuentes de energía renovable offshore, principalmente la energía eólica, a la vez que, por medio de la producción y el consumo de hidrógeno verde, facilitar el desarrollo de una cadena de valor de energía limpia.

Básicamente, consiste en la implantación de un parque de 500MW de turbinas eólicas flotantes para, a partir de la energía eléctrica generada y el agua del mar previamente purificada, producir hidrógeno de manera limpia y eficiente con un proceso de electrolisis. Este hidrógeno será comprimido y almacenado para posteriormente ser transportado por buques a la costa. Cuatro son los pilares básicos del proyecto:

1. Purificación del agua de mar en tres pasos energéticamente eficientes: filtro de arena, sistema de ósmosis inversa de doble paso y sistema de electrodesionización.
2. Utilización de electrolizadores tipo PEM para producir hidrógeno de gran pureza. Estos equipos serán compactos y flexibles ante las condiciones variables e intermitentes de la energía primaria, con una respuesta definida para cada segundo. Además, serán diseñados para que la planta funcione la mayor parte del tiempo a plena carga y para soportar un elevado número de ciclos de arranque-parada.
3. Compresión del gas hidrógeno hasta los 700bar en cinco etapas, reduciendo al máximo las pérdidas de energía.
4. El hidrógeno a alta presión será almacenado en sistemas de tanques modulares, con capacidad de hasta 400 toneladas, equivalente a tres días promedio de producción.



Ilustración 25: Esquema básico de la unidad de producción de hidrógeno – Proyecto Jidai [58].

Es necesario aclarar que la tecnología de turbinas eólicas flotantes se adopta cuando la profundidad del mar es tan grande que hace imposible construir una estructura fija anclada al fondo marino. Además, la cantidad de material empleado es menor, los ciclos de instalación y desmantelamiento son más cortos y repercuten en un menor impacto medioambiental pues no invaden el fondo marino. Este es el caso de Japón pero el sistema de flotación puede adaptarse a otras ubicaciones similares del planeta [59]. España, por ejemplo, le ocurre algo parecido, aunque lo veremos a continuación.



Ilustración 26: Turbina flotante [60].

Aunque las tecnologías del proyecto Jidai ya existen, necesitan ser ampliamente comercializadas para que el concepto del proyecto sea aplicable. Según los cálculos de DNV GL, el proyecto será rentable para el año 2030. El desglose de costes del proyecto se expone en la Ilustración 27. Se aprecia que un 60% del coste total del mismo corresponde al parque eólico en sí, mientras que el sistema de producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno conlleva un 40% del total.

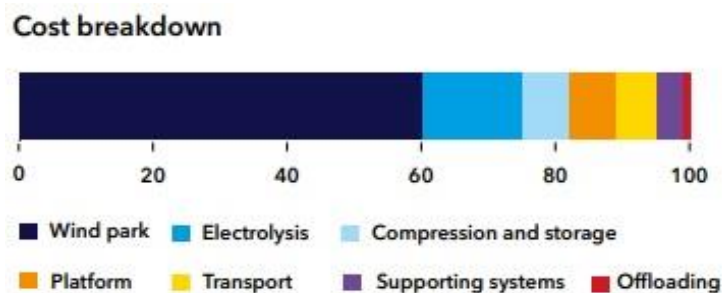


Ilustración 27: Desglose de costes para el Proyecto Jidai [57].

Japón lo tiene claro: la demanda energética se duplicará de aquí a 2050. Si se pretende descarbonizar el sistema energético y a la vez cubrir toda la demanda actual y futura se necesitan desarrollar e implantar nuevas tecnologías partiendo del aprovechamiento de fuentes de energía renovable.

6.2 Proyectos a nivel europeo

La Comisión Europea presentó el día 8 de julio de 2020 una ambiciosa estrategia sobre el hidrógeno con el objetivo de impulsar y conseguir ser una economía climáticamente neutra en el año 2050 [61]. Para ello se pretende una transformación del sistema energético, según la propia Comisión, causante del 75% de las emisiones de gases de la Unión Europea, integrando el hidrógeno renovable en el mismo y haciéndolo más eficiente e interconectado, tratando de aprovechar los nuevos avances tecnológicos. Por otro lado, la capacidad instalada actual de plantas de energías renovables es insuficiente para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, por lo que actuar de manera inmediata es una necesidad para evitar que se produzcan cambios irreversibles en el clima de nuestro planeta, lo cual tendría consecuencias devastadoras.

Por tanto, para Europa la descarbonización del sistema energético pasa primeramente por la eficiencia energética y, en segundo lugar, por la incorporación del hidrógeno renovable en un nuevo sistema energético. Con este fin, la Comisión promueve la dotación de incentivos a proyectos que persigan estos objetivos. En concreto, existe una hoja de ruta anual para pilas de combustible e hidrógeno [62] en la cual se plantean posibles proyectos de desarrollo de estas tecnologías con unos objetivos y ayudas económicas claras y concisas para que cualquier empresa interesada pueda llevarlos a cabo, contribuyendo así a su propio desarrollo, al de la tecnología y al del nuevo sistema energético en su conjunto.

Los países europeos más convencidos y los que mayores inversiones realizan en este sentido son los bañados por el Mar del Norte. Así, en los Países Bajos se está empezando a trabajar el proyecto NorthH2, el cual sería el mayor proyecto de hidrógeno verde de Europa y del mundo [63]. Llevado a cabo por las compañías Shell, Gasunie y Groningen Seaports, prevén instalar en 2030 un parque eólico offshore de una capacidad entre 3 y 4GW exclusivamente para la producción de hidrógeno verde en el Mar del Norte, con posibilidad de ampliar la capacidad total hasta 10GW en 2040. Se estima que para ese año NorthH2 podría producir 800.000 toneladas anuales de hidrógeno verde, evitando la emisión de aproximadamente 7.000 toneladas de CO₂.

En principio, la energía eléctrica generada por el parque será transportada mediante un cableado submarino hasta la costa de Eemshaven, donde un grupo de electrolizadores producirán hidrógeno verde, aunque más adelante se prevé que los equipos de producción se sitúen offshore, sobre todo para disminuir las pérdidas en el transporte

de energía eléctrica. La costa de Eemshaven se eligió por su proximidad con una red local de gas natural en la cual se quiere inyectar y transportar el hidrógeno producido, eliminando la necesidad de crear una nueva red o de cualquier otro tipo de servicio de almacenamiento y transporte. Las compañías socias ya han anticipado que están abiertas a nuevos colaboradores [64] y que para llevar a cabo las fases iniciales de construcción del proyecto serán indispensables las subvenciones por parte de los organismos nacionales y la Comisión Europea.



Ilustración 28: Ubicación del proyecto NorthH2 [65].

Otro país europeo que apuesta con fuerza por esta tecnología es Dinamarca, la cual ha estado a la cabeza de las energías renovables, concretamente la energía eólica, desde principios de siglo. Para seguir aprovechando el gran potencial eólico del Mar del Norte y el Mar Báltico pretende llevar a cabo el proyecto North Sea Wind Power Hub (NSWPH). Impulsado por la asociación de las compañías Energinet.dk (Dinamarca), TenneT TSO B.V. (Países Bajos) y TenneT TSO GmbH (Alemania), pretenden construir islas artificiales offshore rodeadas de parques de turbinas eólicas con una capacidad total del orden de 100GW. Además, se plantea la posibilidad de instalar paneles fotovoltaicos que incrementen la producción de energía eléctrica y, a su vez, de hidrógeno renovable [66].

La primera isla energética, con una superficie aproximada de 6km^2 , se ubicará en el Banco Dogger, un gran banco de arena situado a unos 100km de la costa británica y donde las condiciones de viento son óptimas [67]. La energía eléctrica generada por los aerogeneradores offshore será transportada hacia la propia isla por un cableado submarino, donde se pretende instalar un sistema de producción de hidrógeno renovable que permita almacenar y posteriormente transportar la energía generada a largas distancias. Para esto sería esencial la colaboración de la compañía Gasunie (Países Bajos), propietaria de la infraestructura existente de redes de gas natural de la costa del Mar del Norte y precursora de la investigación y desarrollo del uso de gases renovables tales como el hidrógeno.

Sin embargo, dada la ambición del proyecto, la inversión que habría que realizar para su construcción es más que importante. Según las primeras estimaciones, solamente la cimentación de la isla artificial tendría un coste aproximado de 1,35 mil millones de euros. Es por esto principalmente por lo que se plantea una ejecución del proyecto a largo plazo, finalizando con una puesta en marcha que se prevé, como pronto, para el año 2050 [68].



Ilustración 29: Estructura de una de las islas piloto del proyecto NSWPH [66].

6.3 Proyectos a nivel nacional

Por desgracia, España no es un país pionero en la energía renovable offshore. En lo relativo a la energía eólica offshore, únicamente existen 2 aerogeneradores activos de 5MW de potencia cada uno, ambos situados en la costa de Aguinaga (Gran Canaria), que forman parte de un proyecto experimental [69]. Sin embargo, el recurso eólico marino tiene un potencial muy aprovechable en el país, sobre todo en las zonas del oeste de Andalucía bañadas por el Océano Atlántico. Según Wind Europe, asociación europea de energía eólica, para el año 2050 se deberían instalar en España 17.000MW, es decir, unos 85 nuevos parques marinos de 200MW cada uno [70].

El problema fundamental de la costa española es que sus aguas son bastante profundas, lo que hace inviable la construcción de estructuras fijas offshore. Sin embargo, a medida que la tecnología de plataformas flotantes vaya perfeccionándose e implantándose en otros países europeos, los parques eólicos offshore irán proliferando alrededor de la Península Ibérica [59]. Esto junto con la estrategia de descarbonización de la Comisión Europea y de transición energética por parte del Gobierno Español posibilitan la implantación de sistemas de producción de hidrógeno asociados a estos futuros parques eólicos offshore, lo que podría convertirnos no solo en productores sino en exportadores dado el alto potencial renovable de nuestro país y la necesidad que previsiblemente tendrá tanto Europa como el resto del planeta de este vector energético.

Hoy en día, las empresas que apuestan por la tecnología del hidrógeno son pocas pero importantes. Aun así, cada día son más las compañías interesadas en esta tecnología. Cabe destacar en primer lugar la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2) [71], organización que aúna instituciones públicas y privadas con un fin común de divulgación de la tecnología y de promover su utilización en aplicaciones industriales.

Por otro lado, en el año 2007 se creó el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) [72]. Con sede en Puertollano, es una instalación dedicada en exclusividad a la investigación y el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. Desde entonces ha participado en numerosos proyectos relacionados con la divulgación e implantación de las tecnologías del hidrógeno, desde su producción hasta su almacenamiento y distribución. En la actualidad, y en relación con la producción de hidrógeno renovable offshore, el CNH2 lleva a cabo el proyecto SHIPS4BLUE [73] [74], cuyo objetivo principal es analizar la viabilidad técnico-económica de un nuevo sistema de generación de energía eólica offshore mediante un buque propulsado a vela y dotado de sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno renovable a bordo.



Ilustración 30: Proyecto ShipS4Blue [74].

Además, el CNH2 junto con la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) están llevando a cabo sesiones conjuntas para aunar esfuerzos y acelerar la transición energética en el ámbito offshore [75], compartiendo infraestructuras y recursos para la producción de hidrógeno renovable y fomentando su uso como vector energético en aplicaciones offshore. PLOCAN cuenta con más de $20km^2$ de áreas de ensayo en las aguas de las Islas Canarias, incluyendo una plataforma offshore experimental instalada a 30m de profundidad. La combinación de infraestructuras e investigación es imprescindible para lograr los retos establecidos para la transición energética para 2030, más aún con las oportunidades tan atractivas que ofrece el componente offshore para la innovación y la actividad económica en nuestro país.



Ilustración 31: Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) [75].

7 PERSPECTIVA Y CONCLUSIONES

Las directrices de la Comisión Europea son claras: llevar a cabo una transición energética basada en la descarbonización de todos los sectores productivos para alcanzar la neutralidad climática en el año 2050. Igualmente, el resto de los países del mundo también parecen concienciados en incrementar el aprovechamiento de los recursos renovables para, por fin, dejar a un lado paulatinamente los obsoletos combustibles fósiles y sustituirlos por fuentes de energía más limpias, eficientes y de menor impacto ambiental.

Una de las soluciones más viables para cumplir con los objetivos establecidos es la transformación del sistema energético hacia uno basado en el hidrógeno, el cual permite disponer de grandes cantidades de energía, de uso directo o almacenada, unido a la eliminación o -al menos- reducción drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero tan perjudiciales para los seres vivos y cuyos efectos devastadores son ya visibles a escala global.

En este sentido, en todo el planeta y en particular en Europa existe un potencial renovable que debe aprovecharse con la finalidad principal, entre otras, de generar la energía eléctrica necesaria para los procesos de electrólisis del agua, necesarios para la producción de hidrógeno verde. En concreto, el potencial de la energía renovable offshore es muy importante y queda mucho por explotar. Las fuentes renovables en alta mar son incluso más favorables que en tierra, lo que garantiza el abastecimiento energético en prácticamente todas partes del mundo. No obstante, Europa ya está apostando por implantar nuevas plantas de generación de energía eléctrica offshore, con una estrategia ambiciosa que no debe decaer en su propósito. Tanto Asia como los Estados Unidos, por su parte, también están poniendo esfuerzo para aumentar la capacidad instalada en sus costas.

Los diferentes gobiernos del mundo tienen un papel crucial a la hora de impulsar una transición energética de una forma rápida y eficiente. Es fácil intuir que el hidrógeno debe producirse masivamente para que ciertos sectores, países y el mundo, en último lugar, puedan abastecerse de él y cubrir la demanda energética requerida por cada uno de ellos. Sin embargo, no serán muchas las empresas que apuesten por las tecnologías de producción de hidrógeno si no existen consumidores suficientes que puedan aprovechar toda o la mayor parte de la producción total. En este sentido, el proceso resulta cíclico y no seguirá otro camino salvo que se interfiera en alguna de las partes involucradas.

Como se ha comentado, la transición energética debe llevarse a cabo en cada uno de los sectores productivos, impulsando y favoreciendo la implantación del hidrógeno como vector energético con el objetivo de descarbonizar la mayoría de los procesos energéticos actualmente contaminantes.

De este modo, en el sector industrial el hidrógeno tiene potencial como para llegar a ser un combustible esencial e incluso único para producción tanto de energía térmica, de alta calidad debido a su alto poder calorífico, como de energía eléctrica, empleando grandes pilas de combustible estacionarias. A pesar de que ya es empleado en ciertas industrias mencionadas anteriormente, el hidrógeno podría abarcar muchos más procesos. Los procesos de combustión apenas requerirían modificar los quemadores de las calderas y hornos, y los equipos necesitados de energía eléctrica podrán consumirla en grandes cantidades de manera limpia y eficiente. El problema fundamental radica en el valor económico. En la actualidad, los combustibles fósiles tienen un precio mucho más atractivo pese a las penalizaciones económicas que deben pagar algunas industrias por la emisión de gases contaminantes a la atmósfera por encima de ciertos límites. Sin embargo, sus previsiones de agotamiento cada vez más a corto plazo repercutirán en un aumento de los costes por lo general. En ese momento deberá estar listo el hidrógeno, cuyo precio actual está por encima de los anteriores, más aún el hidrógeno renovable, para penetrar en el mercado de los combustibles. Las continuas investigaciones e incesantes desarrollos en mejora de la eficiencia y la capacidad de electrolizadores, la reducción del coste de la energía eléctrica renovable y el incremento en los costes más restrictivos de penalización por emisión de gases a la atmósfera facilitarán el gran salto que se estima se producirá en torno al año 2030, incluso antes dada la emergencia climática actual.

En cuanto al sector transporte, España cuenta con una red de hidrogeneras pobre. Apenas tres están disponibles en el país, las cuales se encuentran en las ciudades de Puertollano, Albacete y Huesca. Además existen otras cuatro que están actualmente en construcción. Estas están situadas en Sevilla, Madrid, Zaragoza y Barbastro. Si se pretende descarbonizar este sector, la cantidad de hidrogeneras disponibles en nuestro país es insuficiente. Sucede un proceso cíclico como el mencionado anteriormente. El coche eléctrico se ha impuesto por ahora al coche de hidrógeno y son pocos los que se aventuran a adquirir uno de ellos, muchos menos en el segundo caso. Por lo tanto, serán menos aún las empresas que apuesten por la construcción de una hidrogenera que suministre el combustible necesario para que estos vehículos puedan desplazarse con normalidad. Si no existen hidrogeneras, el vehículo de hidrógeno está prácticamente descartado para el ciudadano de a pie. La política de incentivos por abandonar los vehículos convencionales y cambiarlos por otro libre de emisiones por parte del Gobierno español es insuficiente para impulsar con firmeza esta transición a escala ciudadana. La propuesta debe ser distinta, a la inversa. El Gobierno debe dotar de medios económicos e incentivar a los municipios a que se pongan de acuerdo entre ellos para renovar, adquirir y organizar una flota anclaje de vehículos propulsados por hidrógeno de uso municipal, ya sean ligeros o pesados: autobuses interurbanos, taxis, camiones de recogida de residuos, furgones, etc. Esto hará necesario que se instalen cada vez más hidrogeneras cerca de los municipios que adopten dichas medidas, lo que propiciará el aumento en la adquisición de turismos particulares impulsados por hidrógeno, los cuales aprovecharán la cercanía de la estación de combustible para su repostaje. Además, el uso progresivo de este tipo de vehículos favorecerá una familiarización necesaria de una sociedad costumbrista y habituada al uso de combustibles fósiles para el transporte. No obstante, el desarrollo en los sistemas de almacenamiento para hidrogeneras y también para vehículos radica en tratar de aumentar la capacidad de estos, lo que repercute en un aumento de la presión de carga del combustible. Por ahora, los materiales empleados soportan una presión máxima de unos 700 bar, pero no se duda del potencial de la investigación y de los nuevos sistemas de almacenamiento que puedan llegar a desarrollarse relativamente en un corto período de tiempo.

Por otro lado, el sector residencial emplea en la actualidad los combustibles gaseosos como el gas natural y el butano o propano principalmente para calentar agua o para la preparación y el cocinado de los productos. Para el primer caso, la adaptación de calderas convencionales supone un reto desde el punto de vista de la seguridad. Por desgracia, el hidrógeno es percibido como un combustible peligroso por la mayoría de las personas, y será suficiente un solo incidente no deseado para una repercusión negativa drástica en el sistema energético en este sector. Esto supone un desafío importante para los investigadores pues deben ser capaces de asegurar al máximo la fiabilidad de los equipos que funcionen con hidrógeno y que vayan a incluirse en cualquier residencia. Para el segundo caso, las bombonas de butano o propano actuales suelen estar a una presión de unos 30 bar. La primera diferencia radicaría en que las bombonas de hidrógeno comerciales estarían a 200 bar, una presión casi cien veces superior, aunque no tiene por qué suponer un peligro siempre y cuando estén homologadas y hayan superado todos los test de resistencia a los que son sometidas. La transición hacia las bombonas de hidrógeno hará necesaria una remodelación e implementación de los quemadores de uso residencial, lo que tampoco supone

un gasto económico ni logístico demasiado grande. Lo verdaderamente importante en cuanto a la transición hacia un sistema basado en el hidrógeno con respecto al sector residencial pasa por garantizar el origen del hidrógeno que se va a consumir. De este modo, el consumidor final podrá decidir de donde procede el combustible que empleará en su residencia y será consciente en todo momento de las emisiones que habrá generado en su proceso de producción. Así, un consumidor concienciado que quiera participar en la descarbonización del sistema energético podrá adquirir hidrógeno renovable y emplearlo para la mayoría de los procesos cotidianos en los que actualmente emplea combustibles fósiles.

Las transiciones, energéticas o de cualquier otro tipo, requieren su tiempo de adaptación e implementación. A comienzos de siglo, la tecnología solar fotovoltaica se veía como algo muy novedoso, quizás excesivo para emplearse masivamente para la obtención de energía eléctrica, tanto a nivel industrial como a nivel residencial. Hoy en día, esta tecnología está en auge. Existen empresas destinadas exclusivamente a la producción de energía eléctrica renovable con sistemas fotovoltaicos de lo más sofisticados, bien desarrollados y cuyo rendimiento productivo y económico es envidiable. En el sector residencial, cada año es mayor la potencia instalada sobre tejados o terrazas de edificios, residenciales o terciarios, cuyo ahorro económico en la factura energética es altamente notable, así como su contribución para frenar las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera terrestre por parte de las centrales térmicas. Asimismo, la tecnología del hidrógeno se implementará poco a poco, cada vez más, en los diferentes sectores productivos hasta que llegado un día dejen de emplearse los combustibles fósiles y los recordemos como lo que fueron, la energía del pasado. Tengan por seguro que el hidrógeno será el carbón de hoy y el crudo del mañana.

REFERENCIAS

- [1] D. M. Pasquevich, «Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias,» Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable. Comisión Nacional de Energía Atómica, [En línea]. Available: <https://aargentinapciencias.org/grandes-temas-ambientales/energia-y-ambiente-3/>.
- [2] BP, «Statistical Review of World Energy,» 68th Edition, 2019.
- [3] «Comisión Europea. Representación en España - "Green Deal: El camino para una Europa neutra climáticamente."» 12 Diciembre 2019. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/spain/news/20191212_Europe-climate-neutral-2050_es.
- [4] «ABC motor,» Gases de combustión, 2 Octubre 2018. [En línea]. Available: https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-y-otras-sustancias-nocivas-salen-tubos-escape-diesel-y-gasolina-201809071302_noticia.html#disqus_thread.
- [5] N. Unidas, «Acuerdo de París,» 2015.
- [6] «IDAE - Estudios, informes y estadísticas,» Balances energéticos (poderes caloríficos inferiores), [En línea]. Available: <https://www.idae.es/estudios-informes-y-estadisticas>.
- [7] C. Sánchez López, Dirección, *Conferencia: El sistema energético solar-hidrógeno: actualidad y posibilidades*. [Película]. Disponible en YouTube: U.P. Carmen de Michelena Tres Cantos.
- [8] C. Fernández-Bolaños Badía, «Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro,» Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Sevilla, Marzo 2005.
- [9] D. Ibarra, «Cambio16,» 10 marzo 2020. [En línea]. Available: <https://www.cambio16.com/hidrogeno-vs-hidrogeno-hacia-la-transicion-energetica/>.
- [10] Tamaro, M. Fernández Ruiza y E. T., «Biografías y Vidas. La enciclopedia biográfica en línea,» 2004. [En línea]. Available: <https://www.biografiasyvidas.com/biografia/c/cavendish.htm>.
- [11] G. S. Estrada, «Físicap4,» [En línea]. Available: <http://fisicap4.org/fisica/moderna/electroli.html>.
]
- [12] «Químicas.net,» 2 septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.quimicas.net/2015/09/leyes-de-faraday-de-la-electrolisis.html>.
]

- [13 P. G. Romero, «Cienciateca,» abril 2002. [En línea]. Available:
] <http://www.cienciateca.com/fuelcells.html>.
- [14 F. B. Llorente, «Sitio web oficial,» [En línea]. Available: <https://felipebenjumeallorete.com/breve-historia-de-la-economia-del-hidrogeno/>.
- [15 D. S. Rico, «Ariema,» 9 julio 2019. [En línea]. Available: <http://www.ariema.com/tecnologia-h2>.
]
- [16 «Soymotor.com,» 6 octubre 2016. [En línea]. Available: <https://soymotor.com/coches/noticias/el-primer-vehiculo-de-hidrogeno-cumple-50-anos-925413>.
- [17 M. F. Rosa Iglesias, «Tema 3: Producción de Hidrógeno,» Universidad de Sevilla, Sistemas basados en el hidrógeno (GIE) (Grupo de Termotecnia, Dpto. Ingeniería Energética), 2020.
- [18 José Luis G. Fierro, «El hidrógeno: metodologías de producción,» *Lychmos*, nº 6, Octubre 2011.
]
- [19 P. B. López, «Optimización de producción de hidrógeno en el Water Gas Shift Reactor de una central
] térmica de gasificación integrada. Trabajo Fin de Grado,» Universidad Carlos III de Madrid, Marzo de 2015.
- [20 A. Pino Priego, «Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.
] El caso de la producción de hidrógeno,» Universidad de Sevilla, Octubre de 2009.
- [21 J. A. Roca, «El periódico de la energía,» 21 agosto 2020. [En línea]. Available:
] <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-del-hidrogeno-verde-se-reducira-a-la-mitad-para-2030/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20costo,del%20Sur%2C%20dice%20Wood%20Mackenzie>
..
- [22 «Químicas.net,» 2 septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.quimicas.net/2015/09/leyes-de-faraday-de-la-electrolisis.html>.
- [23 Eva María Llera Sastresa y Ignacio Zabalza Bribián, Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos, Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2011.
- [24 P. F. Ullmann, Ullman's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Weintem, Germany: 6th Professor Fritz
] Ullmann, 2002.
- [25 J. R. Polanco, «Producción de hidrógeno vía electrolítica para su uso en automoción,» Universidad de
] Valladolid, Julio de 2018.
- [26 C. L. Fernández, «Tablas de Termoquímica (GIE). Dpto Ingeniería Química y Ambiental,» Universidad
] de Sevilla, 2016.
- [27 M. F. Rosa Iglesias, «Tema 2: Termodinámica del hidrógeno (Grupo de Termotecnia, Dpto. Ingeniería
] Energética),» Sistemas basados en el hidrógeno (GIE), Universidad de Sevilla, 2020.
- [28 C. Clemente Jul, M. Montes Ponce de León, C. Fúnez, «El hidrógeno como almacén energético.
] Aplicación de la pila de combustible reversible polimérica,» Anales de la Real Academia de Doctores de España., 2010.

- [29 J. R. L. Ramírez, «Modelo dinámico de un electrolizador alcalino,» Universidad de Sevilla, 2010.
]
- [30 E. T. Martín, «ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON CICLOS TERMOQUÍMICOS Y ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE ALTA TEMPERATURA,» TFM (Máster en Sistemas de Energía Térmica), Universidad de Sevilla, 2012.
- [31 «Eoliccat,» 26 marzo 2016. [En línea]. Available: <http://eoliccat.net/almacenar-la-energia-el-gran-reto-de-las-renovables/?lang=es>.
- [32 J. A. Roca, «El periódico de la energía,» 13 diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/holanda-pone-en-marcha-la-primera-planta-solar-flotante-del-mundo-en-mar-abierto/>.
- [33 J. M. López-Herrera Sánchez, «Ocean Energy (GIE,» Universidad de Sevilla, 2020.
]
- [34 «Pontificia Universidad Católica de Chile,» Curso Geografía del Mar. Propiedades del agua de mar, [En línea]. Available: http://www7.uc.cl/sw_educ/geo_mar/html/h32.html.
- [35 G. Pi Amorós, «Sistema de Aprovechamiento de la Energía de las Olas del Mar,» Universitat Politècnica de Catalunya, 2010.
- [36 C. Leiva, «Tabla de potenciales normales de reducción de pares redox en medio ácido (GIE,» Univerdidad de Sevilla, 2016.
- [37 G. España, «La industria del cloro: contaminación silenciosa,» 2008.
]
- [38 N. Geographic, «Obtienen hidrógeno combustible a partir del agua de mar,» Universidad de Stanford, 2019.
]
- [39 M. Hutchins, «Un nuevo catalizador para separar el hidrógeno del agua de mar,» 2019.
]
- [40 M. P. Gómez, «Diseño de una planta desalinizadora de 20.000 m³/día basada en una tecnología de destilación multiefecto (MED),» Universidad de Sevilla, 2017.
- [41 «Desalinizando el agua KVP,» 2017. [En línea]. Available: <http://desalinizandoelaguakvp.blogspot.com/p/congelacion.html#comment-form>.
- [42 «Enagás, división de transformación - "Potencial del transporte de hidrógeno en la red de gas natural: P2G, estado actual y retos.",» 2018.
- [43 T. y. C. Ministerio de Industria, *ORDEN ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.*, 2005.
- [44 Reganosa, «Reganosa. NGTS y protocolos.,» [En línea]. Available: http://www.reganosa.com/sites/default/files/pd_01.pdf.
- [45 A. Ruiz García, «Sistemas power to gas: contribución a la implementación de fuentes de energía renovables (Trabajo Fin de Grado).,» Universidad de Sevilla, 2018.

- [46 «Asociación Española del Hidrógeno - "Los números del hidrógeno.",» [En línea]. Available:
] http://www.aeh2.org/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=44&Itemid=41&lang=es.
- [47 J. L. J. Töpler, Hydrogen and Fuel Cell, 2016.
]
- [48 M. F. Rosa Iglesias, «Tema 4: Almacenamiento de hidrógeno,» Sistemas basados en el hidrógeno (GIE),
] Universidad de Sevilla, 2020.
- [49 O. Santiago, «Apilados.com,» 22 octubre 2017. [En línea]. Available:
] <http://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>.
- [50 R. Roca, «El periódico de la Energía,» 6 noviembre 2019. [En línea]. Available:
] <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-tiene-un-gran-potencial-de-almacenamiento-de-hidrogeno-en-grandes-cuevas-de-sal/>.
- [51 «Rincón educativo. Energía y Medio Ambiente - "Rincóneducativo",» [En línea]. Available:
] <http://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/almacenamiento-transporte-y-distribucion-del-hidrogeno#:~:text=Transporte,de%20almacenamiento%20vistos%20con%20anterioridad.>
- [52 «Ecoinventos.com,» 7 marzo 2020. [En línea]. Available: <https://ecoinventos.com/primer-buque-transporte-hidrogeno-liquido/>.
]
- [53 «Spanishports.es,» 18 diciembre 2019. [En línea]. Available: <http://www.spanishports.es/texto-diario/mostrar/1660357/botado-primer-buque-tanque-transporte-hidrogeno-liquido>.
]
- [54 A. Barrero F., «Energías-Renovables. El periodismo de las energías limpias,» 18 abril 2020. [En línea].
] Available: <https://www.energias-renovables.com/eolica/como-producir-hidrogeno-con-energia-eolica-20200417>.
- [55 «El periódico de la energía,» 16 abril 2020. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-cartera-mundial-de-proyectos-de-hidrogeno-verde-casi-se-triplica-en- apenas-cinco-meses/>.
]
- [56 J. A. Roca, «El periódico de la energía,» 13 abril 2020. [En línea]. Available:
] <https://elperiodicodelaenergia.com/itm-power-y-orsted-integran-electrolizadores-en-aerogeneradores-marinos-para-reducir-costes-en-la-produccion-de-hidrogeno#:~:text=ACTUALIDAD%20Portada%20RENOVABLES-,ITM%20Power%20y%20%C3%98rsted%20integran%20electroliza>.
- [57 «DNV-GL,» 11 agosto 2015. [En línea]. Available: <https://www.dnvgl.com/news/a-new-era-for-hydrogen-energy-unveiled-by-summer-students-at-dnv-gl-33379>.
]
- [58 Denis N.V., «Hydrogen production from offshore wind power,» Bilbao (España), 2019.
]
- [59 J. A. Roca, «El periódico de la energía,» "La energía marina flotante podría generar ella sola más energía de la que se consume en el mundo", 21 agosto 2020. [En línea]. Available:
] <https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-marina-flotante-podria-generar-ella-sola-mas-energia-de-la-que-se-consume-en-el-mundo/>.
- [60 «Eoliccat.net,» 1 julio 2015. [En línea]. Available: <http://eoliccat.net/eolica-flotante-en>

] fukushima/?lang=es.

[61 R. Arias, «Transporteprofesional.es,» 22 julio 2020. [En línea]. Available:
] <https://www.transporteprofesional.es/ultimas-noticias/bruselas-presenta-su-estrategia-sobre-el-hidrogeno-aplicado-al-transporte>.

[62 F. Europa, «Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,» 2020. [En línea]. Available:
] <https://www.fch.europa.eu/>.

[63 J. A. Roca, «El periódico de la energía,» 2 marzo 2020. [En línea]. Available:
] <https://elperiodicodelaenergia.com/north2-el-proyecto-que-convertira-holanda-en-el-mayor-almacen-de-hidrogeno-verde-de-europa/>.

[64 «Ecoinventos.com,» 29 febrero 2020. [En línea]. Available: <https://ecoinventos.com/proyecto-north2/>.
]

[65 «Deepresource.wordpress.com,» 2 marzo 2020. [En línea]. Available:
] <https://deepresource.wordpress.com/2020/03/02/north2-the-netherlands-starting-the-hydrogen-economy/>.

[66 «Enerblog.org.ar,» 23 marzo 2017. [En línea]. Available: <http://enerblog.org.ar/islas-artificiales-energia-mar-del-norte/>.

[67 P. M. MARTORI, «La vanguardia,» 15 marzo 2017. [En línea]. Available:
] <https://www.lavanguardia.com/natural/20170315/42898884786/isla-artificial-produccion-energia-renovable.html>.

[68 T. Bigordà, «Renovables verdes,» [En línea]. Available: <https://www.renovablesverdes.com/isla-artificial-generaria-energia-renovable-80-millones-personas/>.

[69 D. I. Cruz, «Guía específica de trabajo sobre "La energía eólica marina" .,» 2019.
]

[70 K. Kyrimi, «Efeverde,» 10 julio 2020. [En línea]. Available:
] <https://www.efeverde.com/blog/creadoresdeopinion/espana-energia-eolica-offshore/>.

[71 «Asociación Española del Hidrógeno,» [En línea]. Available: <http://www.aeh2.org/>.
]

[72 «Centro Nacional del Hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/>.
]

[73 «Proyecto ShipS4Blue - CNH2,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/cnh2/ships-4-blue/>.
]

[74 «Centro Nacional del Hidrógeno "Ships 4 Blue. Jornadas de energías marinas" .,» Santander, 2017.
]

[75 «Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN),» 23 enero 2020. [En línea]. Available:
] <https://www.plocan.eu/el-centro-nacional-del-hidrogeno-y-plocan-colaboran-en-el-uso-del-hidrogeno-para-acelerar-la-transicion-energetica-en-el-ambito-oceanico/>.

GLOSARIO

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

PCI: Poder Calorífico Inferior.

tep o toe: toneladas equivalentes de petróleo o, del inglés, *tonnes oil equivalent*.

TRL: del inglés, *Technology Readiness Level*, es decir, nivel de madurez de la tecnología.

CAC: Captura y Almacenamiento de (óxidos de) Carbono.

GLP: Gases Licuados del Petróleo.

SR: del inglés, *Steam Reforming*, es decir, proceso de reformado con vapor.

POX: del inglés, *Partial OXidation*, es decir, oxidación parcial.

PROX: del inglés, *PReferential OXidation*, es decir, oxidación preferencial.

PSA: del inglés, *Pressure Swing Adsorption*, es decir, adsorción por oscilación de presión.

DC: del inglés, *Direct Current*, es decir, corriente continua.

AC: del inglés, *Alternating Current*, es decir, corriente alterna.

PEM: del inglés, *Polymer Electrolyte Membrane*, es decir, electrolito de membrana polimérica.

MSF: del inglés, *Multi-Stage Flash*, es decir, referido al proceso de evaporación multietapas.

P2G: del inglés, *Power to Gas*, es decir, referido a la conversión de energía en gas.

P2F: del inglés, *Power to Fuel*, es decir, referido a la conversión de energía en combustible.

NGTS: Normas de Gestión Técnica del Sistema.