

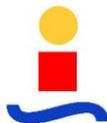
Electrólisis PEM de baja temperatura y sus aplicaciones industriales



Realizado por Eugenio Trillo León y dirigido por Manuel Felipe
Rosa Iglesias

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD DE SEVILLA

Electrólisis PEM de baja temperatura y sus aplicaciones industriales



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

Alumno: Eugenio Trillo León
Profesor: Manuel Felipe Rosa Iglesia

© 2015 Eugenio Trillo León

Todos los derechos reservados

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Departamento de Ingeniería Energética

Camino de los descubrimientos s/n

41092 Sevilla

Spain

Imprimido en Sevilla, el 16 del 02 del 2016

No está permitida la distribución de este texto, a terceras personas, por cualquier medio. El uso de este texto y formato, en fichero electrónico, está restringido al personal y alumnado de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería.

*A todos los que
habéis hecho posible
que este libro se haya
escrito, mil gracias.*

Agradecimientos

El camino hasta aquí ha sido duro, sobre todo los primeros años, cuando todas las advertencias de mi entorno sobre mis hábitos de estudio decían que me daría de bruces contra el terrible obstáculo que supone estudiar una ingeniería pero por fin esos años de sufrimiento llegan a su fin, ahora sólo queda disfrutar de la recompensa del trabajo realizado y seguir creciendo como persona y profesional rodeado de queridos y compañeros.

Son muchas las personas a las que tengo que agradecerles algo. A Felipe por aceptar este proyecto y guiarme en su elaboración, a Pepe por la sonrisa con la que siempre me ha atendido y por sus consejos. A Verónica por apostar por mí desde el primer día y por tratarme siempre con tanto cariño. A todo el equipo de electrólisis de Abengoa Hidrógeno, Marta Teresa, María M., María D., Dani, Andrés y Emilio, ojalá la vida me permita teneros en mi entorno siempre y juntos podamos desarrollar maravillosos proyectos como los que ya hemos realizado antes, llenos de complejidad e ingenio. A Cristina, mi maestra en los caminos del hidrógeno. A mis compañeros de carrera que con sus maravillosos apuntes me ayudaron a tachar una asignatura más de la lista. A mi compañera de equipo en esto de la vida, Fátima, mi petarda favorita, por su apoyo incondicional y sincero. Por último y más importante que ninguno, a mi familia, mis padres. A mi madre que me hizo ver la realidad del mundo y me abrió los ojos y a mi padre que me enseñó a arreglármelas por mí mismo y a valorar el trabajo bien hecho. Si por alguien estoy hoy aquí es por vosotros, con todo el amor de mi corazón, os dedico este trabajo.

Eugenio Trillo León

Sevilla, 2015

Índice

Agradecimientos	viii
Índice	ix
Índice de Ilustraciones	xi
Índice de Tablas	xv
Notación	xvii
1. Alcance	19
2. Introducción	20
3. Electrólisis PEM	22
3.1. <i>Descripción del proceso</i>	22
3.1.1. Agua des-ionizada	27
3.1.2. Conversión eléctrica	29
3.1.3. Electrólisis	31
3.1.4. Separación líquido – gas	32
3.1.5. Purificación	34
3.1.6. Control y seguridad	36
4. Estado del arte	38
4.1. <i>Estado general de las investigaciones y desarrollos</i>	38
4.2. <i>Indicadores clave de mejora</i>	42
4.2.1. Tamaño del stack y del sistema	42
4.2.2. Requerimientos de energía eléctrica y eficiencia eléctrica (PCI)	45
4.2.3. Coste inicial del sistema (capex)	46
4.2.4. Coste operacional (opex)	47

4.2.5.	Disponibilidad de la planta	48
4.2.6.	Durabilidad del stack y de la planta bajo condiciones de operación	48
4.2.7.	Operación dinámica	49
4.2.8.	Densidad de corriente	51
4.2.9.	Presión de salida del hidrógeno	52
4.2.10.	Temperatura de operación	52
5.	Eficiencia del proceso	54
6.	Comparativa con electrólisis alcalina, ventajas e inconvenientes	61
7.	Aplicaciones industriales	66
7.1.	<i>Los sistemas Power-to-something</i>	66
7.1.1.	Integración con renovables	66
7.1.2.	Nichos de mercado	68
7.1.3.	Aprovechamiento del exceso de energía renovable	70
7.1.4.	Oportunidades de mejora	71
7.2.	<i>HRS – Hydrogen Refueling Station/ Hidrógeno en el transporte</i>	72
7.2.1.	FCEV	73
7.2.2.	Hidrógeno T&D – Transportado y distribuido	80
7.2.3.	Estaciones de servicio de hidrógeno – Hidrogeneras	81
7.2.4.	Coste del hidrógeno	83
7.3.	<i>Otras industrias del hidrógeno</i>	85
7.3.1.	El hidrógeno en la refinería	85
7.3.2.	El hidrógeno en las acerías	86
8.	Conclusiones	87
9.	Bibliografía	88

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1-1 Electrolizador monocelda para aplicaciones didácticas (fuente: Ariema).....	19
Ilustración 2-1 Producción mundial de hidrógeno (fuente: STOLTEN, D. (2010)) ...	21
Ilustración 3-1 Componentes principales de una celda de stack PEM (fuente: www.hgenerators.com)	24
Ilustración 3-2 Dependencia de las propiedades termodinámicas con la temperatura (fuente: NREL)	26
Ilustración 3-3 Esquema gráfico de los módulos de electrodesionización (fuente: Merck Millipore).....	29
Ilustración 3-4 Etapas de acondicionamiento de la corriente eléctrica en el rectificador (fuente: imágenes de Google)	30
Ilustración 3-5 Apilamiento de celdas de electrólisis o stack (fuente: ACTA).....	32
Ilustración 3-6 Separador ciclónico (fuente: imágenes de Google)	33
Ilustración 3-7 Separador vertical convencional (fuente: imágenes de Google)	34
Ilustración 3-8 Purificación simple por agente desecante (fuente: Van Gas Tech) ...	35
Ilustración 4-1 Costes generales del sistema de electrólisis PEM (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	39
Ilustración 4-2 Costes generales del electrolizador alcalino (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	39
Ilustración 4-3 Desglose de costes del stack PEM (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	40

Ilustración 4-4 Tamaño del sistema de electrólisis (capacidad eléctrica) (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	43
Ilustración 4-5 Stack 1 MW de Siemens (fuente: Siemens).....	44
Ilustración 4-6 Stack 1 MW de Hydrogenics (fuente: Hydrogenics).....	44
Ilustración 4-7 Eficiencia y consumos eléctricos para electrólisis (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	46
Ilustración 4-8 Coste capital de los electrolizadores (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	47
Ilustración 4-9 Costes operacionales para electrolizadores de diferentes tamaños (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	48
Ilustración 4-10 Punto de operación mínimo (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	49
Ilustración 4-11 Tiempo de arranque en frío (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	50
Ilustración 4-12 Rampa de potencia de subida (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	50
Ilustración 4-13 Rampa de potencia de bajada (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	50
Ilustración 4-14 Previsiones acerca de la densidad de corriente (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	51
Ilustración 4-15 Comparativa de fabricantes de electrólisis a nivel comercial (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))	53
Ilustración 5-1 Incrementos de tensión en una celda de electrólisis (fuente: imágenes de Google)	55
Ilustración 5-2 Relación consumo eléctrico frente a hidrógeno producido tanto en	

stacks como en electrolizadores (fuente: STOLTEN, D. (2010)).....	59
Ilustración 6-1 Principio de operación de la electrólisis alcalina (fuente: imágenes de Google).....	62
Ilustración 7-1 Principales configuraciones de los sistemas de almacenamiento energético a gran escala basados en tecnologías de hidrógeno (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	67
Ilustración 7-2 Tecnologías y aplicaciones del almacenamiento eléctrico (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	68
Ilustración 7-3 Eficiencias en las diferentes tecnologías del hidrógeno integrado con renovables (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	70
Ilustración 7-4 Sistemas de hidrógeno en el sector transporte y sus parámetros tecno-económicos (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	73
Ilustración 7-5 Emisiones Well to Wheel (WTW) vs. autonomía de vehículos de diferentes tecnologías (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	75
Ilustración 7-6 El FCEV de Toyota, el Toyota Mirai (fuente: Toyota Motors).....	76
Ilustración 7-7 Pila de combustible y sus auxiliares adaptados al chasis convencional (fuente: Toyota Motors).....	77
Ilustración 7-8 Kangoo adaptado con pila de combustible (fuente: Symbio FCell).....	78
Ilustración 7-9 Cash flow acumulado para estaciones de hidrógeno durante los primeros años de desarrollo (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	82
Ilustración 7-10 Costes de producción de hidrógeno en 2012 para diferentes mercados eléctricos (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	84
Ilustración 7-11 Costes de producción de hidrógeno en 2030 para diferentes mercados eléctricos (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	84
Ilustración 7-12 Precio medio de la electricidad en 2012 para los diferentes mercados (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014)).....	85

Índice de Tablas

Tabla 3-1 Reacciones, rangos de temperatura y portadores de carga en diferentes tipos de electrólisis (fuente: STOLTEN, D. (2010)).....	23
Tabla 6-1 Comparativa de tecnologías a baja temperatura (fuente: STOLTEN, D. (2010)).....	64
Tabla 7-1 Flota de vehículos de hidrógeno y objetivos de crecimiento (fuente: KÖRNER, A. (2015))	74
Tabla 7-2 Características del Renault Kangoo de SymbioFCCell.....	79
Tabla 7-3 Comparativa de métodos de transporte y distribución del hidrógeno (fuente: KÖRNER, A. (2015))	81
Tabla 7-4 Estaciones de servicio públicas y objetivos anunciados en iniciativas de hidrógeno (fuente: KÖRNER, A. (2015)).....	83

Notación

F	Constante de Faraday 96,485 C mol ⁻¹
ΔG_R	Energía libre de Gibbs [J mol ⁻¹]
ΔH_R	Entalpía de reacción [J mol ⁻¹]
i_{cell}	Densidad de corriente [A cm ⁻²]
\dot{n}_{H_2}	Flujo de hidrógeno molar [mol s ⁻¹]
N	Electrones y moléculas implicados en la reacción electroquímica
P_{el}	Potencia eléctrica [W]
\dot{Q}_{diss}	Pérdidas térmicas a los alrededores
ΔS_R	Entropía de la reacción [J K ⁻¹ mol ⁻¹]
T	Temperatura [K]
V_{cell}	Voltaje de celda [V]
V_{th}	Tensión termoneutra [V]
V_r	Voltaje de celda reversible [V]
ε_v	Eficiencia de voltaje
BiP	Placa bipolar
HER	Hydrogen evolution reaction
OER	Oxygen evolution reaction
PCS	Poder calorífico superior
PCI	Poder calorífico inferior
HHV	High heating value = PCS
LHV	Low heating value = PCI

LIE	Límite inferior de explosividad
LEL	Low explosivity level
MCIA	Motor de combustion interna alternativo
T&D	Transporte y distribución – transmission and distribution
USD	United States Dollar
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicule
PtG	Power-to- gas
PtP	Power-to- power

1. ALCANCE

El presente documento ha sido escrito con la intención de dar al lector una visión global de la tecnología electrolítica de intercambio polimérico dentro del contexto de la economía del hidrógeno que consiste básicamente en implantar el elemento más abundante de la tabla periódica, el hidrógeno, en diversos mercados de la economía mundial como vector energético.

En este proyecto de fin de carrera se tratarán temas generales como el hidrógeno y sus aplicaciones así como los nichos de mercado de las plantas de electrólisis pasando por el estado del arte y el desarrollo tecnológico de la tecnología de intercambio protónico, PEM (Proton Exchange Membrane).

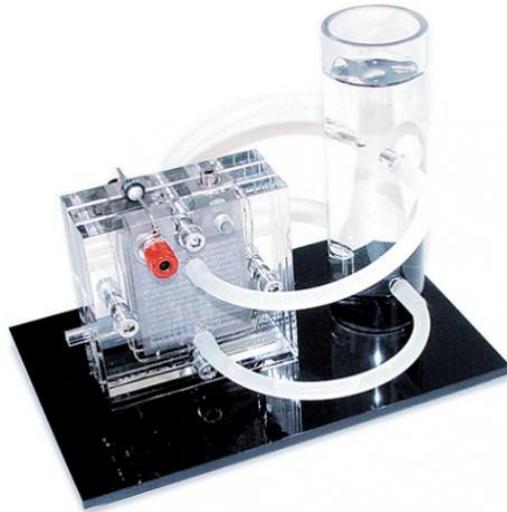


Ilustración 1-1 Electrolizador monocelda para aplicaciones didácticas (fuente: Ariema)

2. INTRODUCCIÓN

Son muchos los países que no cuentan con recursos fósiles en sus territorios, eso significa que dependen de mercados como el del petróleo y sus fluctuaciones. Las nuevas tecnologías como la electrólisis de agua (hidrólisis) y las pilas de combustible son necesarias para eliminar la dependencia de los combustibles convencionales.

Por otro lado, estas novedosas tecnologías que se acaban de mencionar permiten reducir la polución en las ciudades y mejorar la calidad del aire de las zonas urbanas. Este tipo de tecnologías, combinadas con otras, pueden solventar muchos problemas derivados del elevado número de vehículos en las ciudades. Es decir, el hidrógeno puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂ y NO_x.

La electrólisis del agua es uno de los procesos más sencillos de la electroquímica. Consiste en aplicar electricidad al agua para separar agua en hidrógeno y oxígeno. El principio se conoce desde hace más de 200 años y se le conocen diferentes usos como son los procesos industriales y las aplicaciones militares. Un uso muy común de la electrólisis alcalina ha sido siempre la elaboración de fertilizantes basados en el amonio. Otros procesos conocidos son la síntesis de metanol, la metalurgia, la industria de la microelectrónica o la del vidrio.

En la actualidad, más del 90% del hidrógeno producido en el planeta (65 millones de toneladas) viene de fuentes convencionales como son el reformado de gas natural o derivado de otros productos químicos. Para hacer un hidrógeno limpio y renovable es necesario unir la tecnología del hidrógeno electrolítico con fuentes de energía sostenible como son la eólica o la solar. Existen otras combinaciones tecnológicas igual de válidas pero que se escapan del alcance de este texto como es el reformado de biocombustibles, entre otras soluciones.

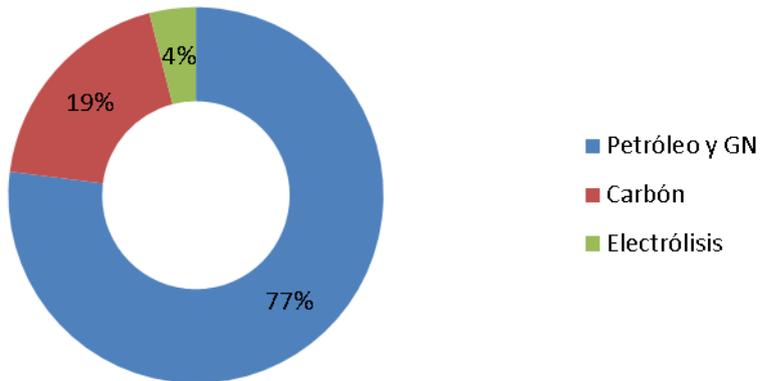


Ilustración 2-1 Producción mundial de hidrógeno (fuente: STOLTEN, D. (2010))

Es bien cierto que las instalaciones amigables con el medio ambiente son más costosas económicamente que el resto de tecnologías más tradicionales como las plantas térmicas de carbón o las centrales nucleares pero también es cierto que esas diferencias son cada vez más cortas. Además, el hidrógeno se puede almacenar para ser usado cuando se requiera en pilas de combustible. Eso permite desvincular la producción de energías de la demanda y le da flexibilidad y estabilidad a la red eléctrica.

3. ELECTRÓLISIS PEM

3.1. Descripción del proceso

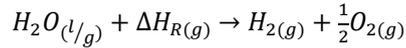
La electrólisis de agua ácida, basada en membranas de electrolito polimérico (PEM) es una tecnología moderna comparada con la electrólisis alcalina. El proceso, inicialmente desarrollado por General Electric en la década de los 70, ofrecía diversas ventajas frente a su antecesora. A pesar de ello, debido al elevado coste de los materiales involucrados en su desarrollo, la tecnología PEM quedó durante mucho tiempo restringida a las aplicaciones militares y aeroespaciales. Sirvieron para generar oxígeno en submarinos nucleares y estaciones espaciales. Otro campo de aplicación tradicionalmente atribuido a la electrólisis son los generadores de laboratorio. Aparte de estos campos de operación y/o implementación, los fabricantes de electrolizadores aúnan esfuerzos para introducir el desarrollo de la tecnología PEM en aplicaciones con pilas de combustible o como sistemas de almacenamiento de energía en conjunto con fuentes de energías renovables. Las principales virtudes de los electrolizadores PEM son:

- Capacidad de trabajar a elevadas densidades de corriente,
- Alta eficiencia,
- Simplicidad del balance de planta,
- Excelente comportamiento a carga parcial y rápida respuesta,
- Diseño del stack más compacto.

Por estas razones, los electrolizadores PEM ofrecen la posibilidad de generar hidrógeno y oxígeno on-site y bajo demanda en pequeñas pero altamente eficientes unidades que son capaces de trabajar en modo autónomo. En cualquier caso, esta tecnología se enfrenta a grandes retos, por ejemplo, la disminución de su coste capital y el aumento de la durabilidad de los stacks.

El principio general de la hidrólisis (electrólisis del agua) puede expresarse de la

siguiente manera:



Ecuación 3-1

Tabla 3-1 Reacciones, rangos de temperatura y portadores de carga en diferentes tipos de electrólisis (fuente: STOLTEN, D. (2010))

Tecnología	Temperatura (°C)	Cátodo (HER)	Portador de carga	Ánodo (OER)
Alcalina	40-90	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	OH^-	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$
Polimérica	20-100	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$2H^+$	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$
Alta temp.	700-1000	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2O^{2-}$	O^{2-}	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$

Para esta ecuación general hay tres principales tecnologías que pueden distinguirse por el electrolito que usan:

- Alcalina, con un electrolito líquido (generalmente potasa),
- Polimérica, con un ionómero ácido y,
- De alta temperatura, con un óxido sólido como electrolito.

La Tabla 3-1 muestra una visión global de las diferentes ecuaciones para la evolución de la reacción del hidrógeno (en inglés, hydrogen evolution reaction, HER) y la evolución de la reacción del oxígeno (en inglés, oxygen evolution reaction), el rango de temperaturas típico y el protagonismo de los iones como portadores de la carga a través de la membrana. Al final, el proceso es básicamente el mismo en las tres tecnologías: el agua es encauzada hasta unas celdas electroquímicas en las que el hidrógeno es atraído hacia el electrodo negativo

(cátodo) y el oxígeno hacia el electrodo positivo (ánodo) si el voltaje adecuado es aplicado a la celda.

El diseño de una celda polimérica se muestra de manera sencilla en la Ilustración 3-1. Dos medias partes de la celda están separadas por un polímero sólido ácido, la PEM. En muchos diseños de celdas, los electrodos son depositados directamente sobre la membrana, creando el componente clave de la celda de intercambio polimérico, la MEA (membrane electrode assembly). La MEA es apilada entre colectores de corriente porosos que ayudan a la corriente eléctrica a fluir desde las placas bipolares (en inglés, bipolar plates) hasta los electrodos y al oxígeno y el hidrógeno fuera de la celda.

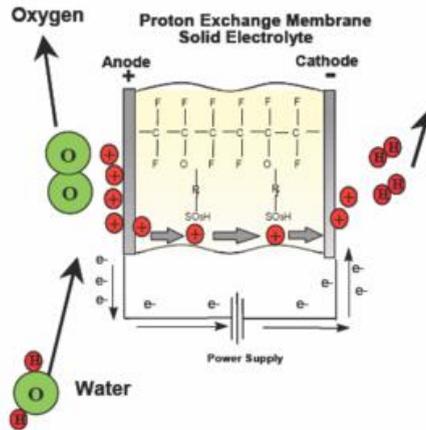


Ilustración 3-1 Componentes principales de una celda de stack PEM (fuente: www.hgenerators.com)

La Ecuación 3-1 debería indicar que la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno es una reacción endotérmica, es decir, es necesario aplicar cierta cantidad de energía para que se inicie el proceso (ΔH_R : entalpía de reacción, equivalente a la entalpía de formación del agua). Bajo condiciones estándar (25 °C y 1 atm), la entalpía de reacción es $\Delta H^\circ_R = 286 \text{ kJ mol}^{-1}$ para agua líquida. De acuerdo con la expresión

$$\Delta H_R = \Delta G_R + T\Delta S_R$$

Ecuación 3-2

la entalpía de reacción consiste de dos partes. ΔG_R es la energía libre de reacción y corresponde al valor mínimo de ΔH_R que hay que aplicar en forma de trabajo, por ejemplo como electricidad. El término $T\Delta S_R$ es el producto de la temperatura termodinámica T y de la entropía de reacción ΔS_R y representa la cantidad máxima de ΔH_R que se puede ceder al proceso como energía térmica.

Bajo condiciones reversibles (sin pérdidas en el proceso), la diferencia entre los potenciales de los electrodos es el voltaje de celda reversible V_{rev} . Para condiciones estándar con $\Delta G^\circ_R = 237 \text{ kJ mol}^{-1}$, el voltaje de celda reversible estándar V°_R para la descomposición del agua líquida puede ser calculada acorde a:

$$V_{rev}^0 = \frac{\Delta G_R^0}{zF} = \frac{237 \text{ kJ mol}^{-1}}{2 \times 96485 \text{ C mol}^{-1}} = 1.23 \text{ V}$$

Ecuación 3-3

donde F es la constante de Faraday y z el número de electrones transferidos por molécula de hidrógeno producido. V_{rev} indica el mínimo voltaje de celda que requiere la descomposición del agua líquida mientras el calor correspondiente a $T\Delta S_R$ puede ser integrado en el proceso. Sin embargo, la electrólisis PEM es un proceso de baja temperatura y no se puede añadir energía térmica desde los alrededores. En este caso, la energía perdida también puede suministrarse en forma de electricidad. Además, el voltaje mínimo de celda bajo condiciones ideales se llama voltaje de celda termoneutro, V_{th} , y para agua líquida en condiciones estándar se deriva de:

$$V_{th}^0 = \frac{\Delta H_R^0}{zF} = \frac{286 \text{ kJ mol}^{-1}}{2 \times 96485 \text{ C mol}^{-1}} = 1.48 \text{ V}$$

Ecuación 3-4

Desde el punto de vista termodinámico, la electrólisis de alta temperatura es preferible ya que la energía libre de Gibbs disminuye a alta temperatura y el proceso de separación necesita menos electricidad (ver la Ilustración 3-2). De acuerdo con la Ecuación 3-3, los valores de V°_{rev} también se ven reducidos. Sin embargo, ΔH_R (y por tanto V°_{th}) permanece prácticamente constante con temperaturas más altas resultando en una mayor demanda de calor $T\Delta S_R$. Como la electrólisis PEM está limitada por el rango de temperatura desde ambiente hasta los 393 K, los cambios en ΔH_R y ΔG_R son poco significativos y por tanto, los observados en V_{th} y V_{rev} respectivamente (ver Ilustración 3-2).

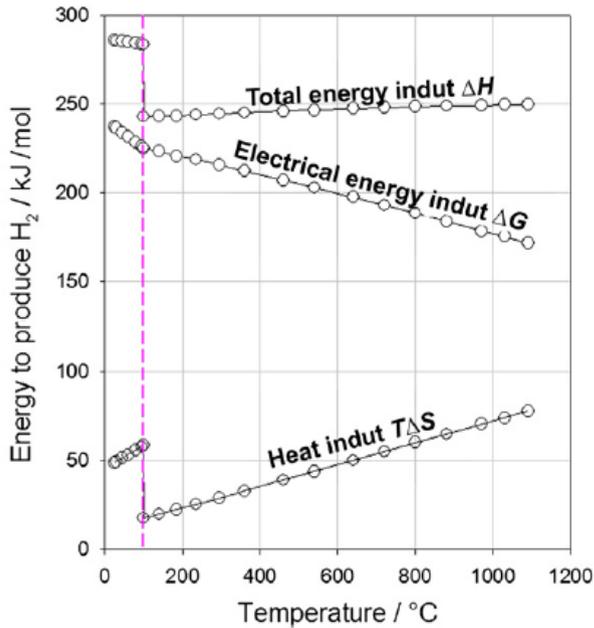


Ilustración 3-2 Dependencia de las propiedades termodinámicas con la temperatura (fuente: NREL)

3.1.1. Agua des-ionizada

Los sistemas de electrólisis PEM son muy sensibles a la pureza del agua que se les introduce. Realmente, el componente restrictivo es el stack, cuya conductividad requerida se encuentra en torno a 0,1 y 0,2 $\mu\text{S cm}^{-1}$. Este parámetro influye directamente en la durabilidad de las celdas y por ello es recomendable que los sistemas de control del electrolizador tengan protocolos de seguridad para evitar la operación del generador de hidrógeno en casos de conductividad elevada. Para alcanzar estos niveles de conductividad se instalan equipos de tratamiento de agua que someten el agua corriente a diversas etapas hasta que se consigue el punto óptimo deseado. Estas etapas suelen ser tratamiento previo, ósmosis inversa y electrodesionización.

3.1.1.1. Tratamiento previo

El módulo de tratamiento previo constituye la primera etapa y elimina:

- Partículas (filtro de 0,5 μm).
- Cloro libre y coloides (filtro de carbón activo) del agua de la red para proteger el sistema.
- La formación de precipitaciones (mediante un agente anticalcáreo) de sales, protege la membrana de ósmosis inversa en zonas donde el agua es dura.
- Impide la proliferación bacteriana gracias a un lecho de carbón bactericida.

Los módulos de pretratamiento se adaptan a la fuente de agua de alimentación. Módulos primarios para aguas de alimentación estándar y módulos secundarios (en soporte externo) para aguas con elevado índice de ensuciamiento y/o niveles de cloro.

3.1.1.2. Ósmosis inversa

La ósmosis inversa (RO) constituye el segundo paso y elimina del 95 al 99% de los iones y el 99% de todas las sustancias orgánicas disueltas ($P_m > 200$ Dalton), microorganismos y partículas.

En este proceso existe un caudal de agua de rechazo. Debido a la escasez de agua en algunas zonas es importante incorporar medidas de recuperación de agua de

rechazo. En muchos sistemas, parte del agua rechazada en el proceso de ósmosis inversa se recicla devolviéndola a la corriente de agua de alimentación. Para optimizar el consumo de agua, la recuperación de ésta se puede ajustar hasta un 70%, dependiendo de la calidad del agua de alimentación y de la secuencia de tratamiento previo utilizada.

3.1.1.3. Módulo de electro des-ionización

La EDI (Electro Des-Ionización) constituye la tercera etapa, elimina los iones restantes por electrodesionización (más detalle en la Ilustración 3-3). Las resinas de intercambio iónico se regeneran constantemente por efecto del campo eléctrico aplicado dentro del módulo, por lo cual no es necesario interrumpir la producción de agua para realizar una regeneración química peligrosa o cambiar las resinas que son costosas. Las resinas son siempre de la más alta calidad: las resinas no se degradan, ya que no se exponen a la acción de productos químicos de regeneración agresivos ni se sacan fuera del sistema.

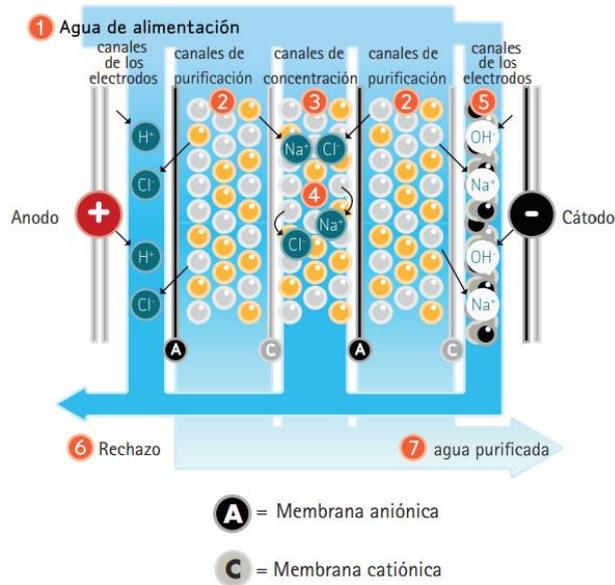


Ilustración 3-3 Esquema gráfico de los módulos de electrodesionización (fuente: Merck Millipore)

3.1.1.4. Lámpara ultravioleta

Durante la última etapa, el agua se sanitiza mediante una lámpara de luz ultravioleta (UV). La potencia de esta lámpara UV permite alcanzar un valor de reducción de hasta 4 órdenes de magnitud, un recuento de bacterias de 10.000 ufc/ml se reduciría a 1 ufc/ml.

3.1.2. Conversión eléctrica

Los electrolizadores consumen energía eléctrica de dos maneras diferentes. Por un lado, el stack consume corriente continua y por ello se necesita un rectificador que

convierta la electricidad de alterna a continua. Por otro lado, el generador tiene una serie de consumos auxiliares como son el sistema de refrigeración, las bombas, el sistema de control, las válvulas, los instrumentos, detectores de atmósferas explosivas y demás que funcionan en alterna, a diferentes tensiones y por ello se necesita un transformador.

3.1.2.1. Rectificador

El rectificador es una máquina de electrónica de potencia diseñada para convertir corriente alterna en corriente continua (ver Ilustración 3-4). Se utiliza en aquellas aplicaciones donde la tensión de red (corriente alterna) no es adecuada para una carga dada (en este caso, el electrolizador).

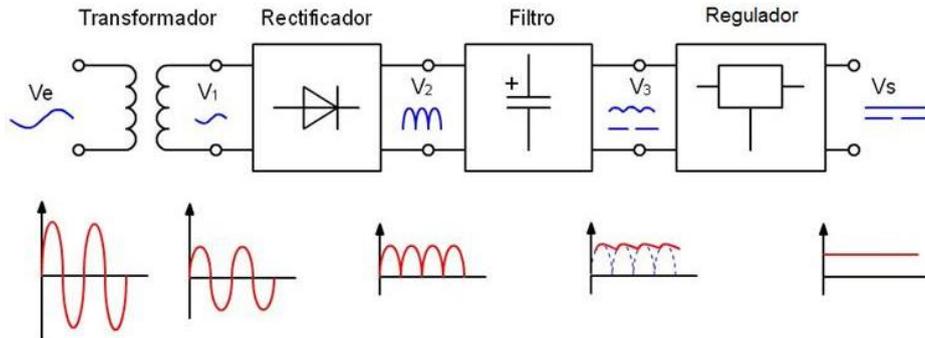


Ilustración 3-4 Etapas de acondicionamiento de la corriente eléctrica en el rectificador (fuente: imágenes de Google)

El proceso de electrolisis requiere de corriente continua para que se dé dicho proceso, de ahí la necesidad de utilización de equipos rectificadores.

Asimismo, las tensiones y corrientes en continua dadas por el rectificador no son arbitrarias, sino que deberán encontrarse en el rango que el fabricante del electrolizador especifique.

Entre las principales características eléctricas a tener en cuenta para la selección de un rectificador para el proceso de electrolisis, destacan, tensión de entrada en corriente alterna y tensión de salida en corriente continua, intensidad de salida

(corriente continua) y rizado.

3.1.2.2. Transformador

La necesidad de disponer de transformadores puede deberse a dos motivos:

- El primero es la necesidad de disponer dentro de la instalación eléctrica de diferentes tensiones. En estados Unidos por ejemplo, se pueden encontrar distintas tensiones de trabajo, por lo que para disponer de tensiones diferentes a las habituales suministradas por el sistema eléctrico, es necesario instalar transformadores.
- El otro motivo puede deberse a la topología entre el rectificador y los electrolizadores, es decir, es posible que la tensión que demanden los electrolizadores haga necesario elevar tensiones a la entrada del rectificador, por lo que sería necesario la utilización de transformadores.

3.1.3. Electrólisis

Este proceso se lleva a cabo en un equipo denominado “stack”. El stack es el encargado de realizar el proceso electroquímico definido en la Ecuación 3-1. Consiste en un apilamiento de numerosas celdas compactadas a presión para que soporten las altas presiones generadas en su interior y que mediante unos colectores recojan los gases de ánodo (agua y oxígeno) y cátodo (agua e hidrógeno) para ser luego procesados en función de la aplicación final de estos gases. En la Ilustración 3-5 se puede apreciar el aspecto exterior de los stacks mientras que en la Ilustración 3-1 se puede ver de manera muy simple en qué consiste una celda de stack.

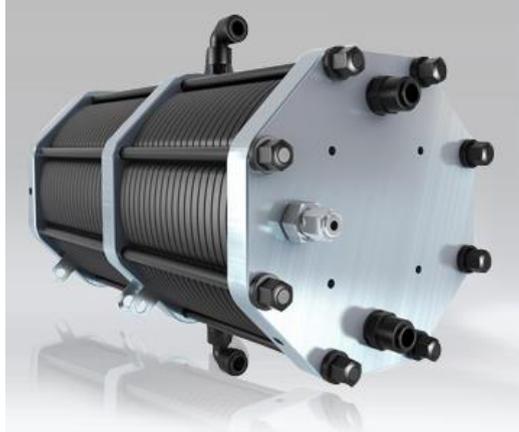


Ilustración 3-5 Apilamiento de celdas de electrólisis o stack (fuente: ACTA)

En función del fabricante el manejo de los fluidos se puede hacer de una manera u otra. Por ejemplo, en el caso del calor producido en el proceso hay dos maneras de evacuarlo principalmente. La primera consiste en hacerlo por canales de refrigeración separados de los de proceso, que son los que realmente reaccionan, separándose en los gases de proceso y la segunda consiste en crear una única corriente compartida donde se integra el agua de proceso y el de refrigeración.

3.1.4. Separación líquido – gas

Las corrientes de salida de los stack son bifásicas ya que no toda el agua introducida reacciona separándose en hidrógeno y oxígeno. Es importante recuperar esa agua, que no suele ser poca, y llevarla de nuevo al circuito de entrada a los stacks al ser un agua muy pura.

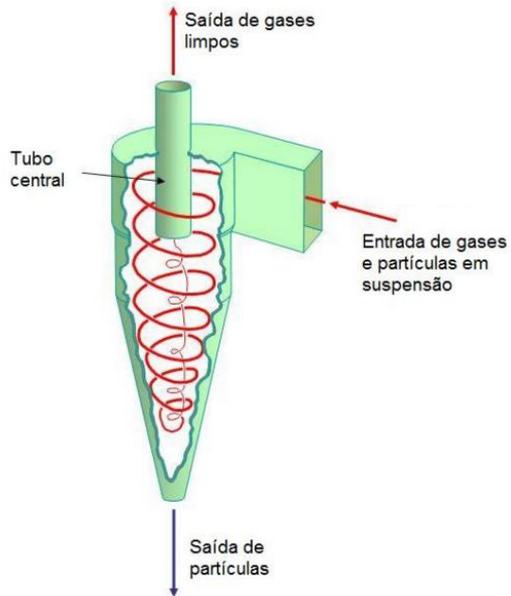


Ilustración 3-6 Separador ciclónico (fuente: imágenes de Google)

Estos separadores pueden ser de distintos tipos, ciclónicos (ver Ilustración 3-6) o convencionales: verticales, horizontales y esféricos. Los más usados suelen ser los verticales (ver Ilustración 3-7).

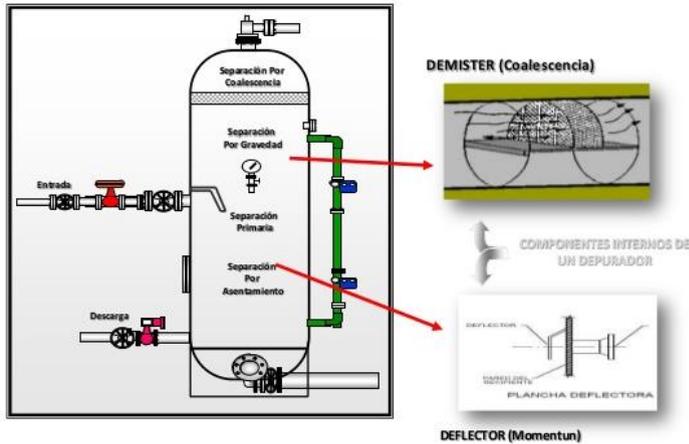


Ilustración 3-7 Separador vertical convencional (fuente: imágenes de Google)

3.1.5. Purificación

Una de las ventajas de los sistemas PEM es la alta pureza de sus efluentes lo cual hace más sencillos los sistemas de purificación posteriores. Un valor añadido de estos sistemas es que sus contaminantes están perfectamente identificados. Al ser sistemas de electrolito sólido, no hay contaminación por potasa (o similar) y es más sencillo buscar el sistema de purificación adecuado para eliminar humedad, oxígeno y/o hidrógeno (este último en el caso de que se quiera usar el oxígeno). Una vez que se ha realizado la separación líquido/gas sólo quedan dos corrientes gaseosas (la anódica y la catódica) muy húmedas que en función de su aplicación final necesitarán un tratamiento de pureza más intenso o menos. Por ejemplo, para aplicaciones automovilísticas (vehículos de hidrógeno), existen unos requerimientos de pureza muy elevados normalizados por diferentes normas tanto americanas como europeas. Los sistemas de refrigeración de turbinas de gas por hidrógeno demandan un hidrógeno menos puro. En el otro extremo podemos encontrar los sistemas de propulsión aeroespacial, que exigen un hidrógeno ultrapuro, como es el caso del hidrógeno que se utiliza en los lanzamientos del Ariane 5 de la agencia espacial europea (ESA).

Como esquema general se establece un sistema de purificación compuesto por dos sencillos equipos. Un recombinador catalítico, que obliga al oxígeno y al hidrógeno a volver a unirse formando vapor. Posteriormente, se instalan secadores tipo sílica gel o alúmina con los que se termina de secar el hidrógeno. En el caso de los recombinadores, si se operan de manera adecuada, no se necesita sustituir en al menos cinco años pero en el caso de los secadores se debe recurrir a duplicidad de sistemas para que mientras uno opere con normalidad el otro regenere sus agentes secantes aplicándoles una reducida cantidad del hidrógeno ya seco a la vez que se aplica calor. La Ilustración 3-8 muestra un ejemplo de sistema de purificación simple que sólo tiene dos tanques rellenos de desecante en línea pero sin regeneración.



Ilustración 3-8 Purificación simple por agente desecante (fuente: Van Gas Tech)

3.1.6. Control y seguridad

3.1.6.1. Control

La planta se controla mediante un PLC y opera de manera automática. Dentro del apartado de control se puede incluir toda la instrumentación y valvulería ya que son las herramientas que usa el software de control para mantener la planta en las condiciones óptimas de producción. Los instrumentos más comunes en una planta como esta son sensores de presión, medidores de temperatura, switch de nivel y radares, caudalímetros y detectores de gases. En valvulería, los elementos más comunes son, por supuesto, las válvulas manuales de corte, las antirretorno, reductoras de presión y dentro de las válvulas de control, las solenoides y las reguladas.

3.1.6.2. Seguridad

Una planta de estas características debe contar con un sistema de seguridad muy importante ya que se trata de una planta de producción de gas explosivo. Por ello, diversos sistemas de seguridad deben ser instalados para garantizar la seguridad de las personas que trabajan alrededor de la planta y para garantizar también la propia integridad de la planta ya que se trata de equipos muy costosos a nivel económico.

Para que dicha seguridad quede garantizada el sistema cuenta con diversos equipos:

- Ventiladores de extracción redundantes que mantienen los niveles de oxígeno en aire por debajo del 25% del LIE (4% en el caso del hidrógeno en aire).
- Detectores de hidrógeno redundantes que cortan la alimentación eléctrica de la planta en caso de que el 25% del LIE sea alcanzado.
- Detectores de oxígeno que puedan generar atmósferas ricas en este gas y, por lo tanto, atmósferas con facilidad de arder.
- Detectores de sismos para cuando la planta se instala en lugares con frecuencia de terremotos.
- Sistema de venteos de alta y baja presión por separado para evacuar los gases en caso de emergencia.

- Sistema de purga por nitrógeno para asegurar que las líneas quedan libres de gases peligrosos ante cualquier emergencia y para trabajar con seguridad en labores de mantenimiento.
- Válvulas de alivio de presión que se taran a presiones de seguridad para que ante cualquier caso de sobrepresión, la válvula abra y evite cualquier percance a la vez que salva el equipo de cualquier ruptura.

4. ESTADO DEL ARTE

4.1. Estado general de las investigaciones y desarrollos

La tecnología PEM casi siempre requiere materiales costosos y raros para conseguir tiempos de vida y eficiencias comparables a la tecnología alcalina más comercial. Gran parte de las actividades de investigación se centran en el desarrollo de materiales y componentes más competitivos. El mayor reto a día de hoy, el cual ha sido recalcado en numerosos estudios, es el de reducir el uso de metales nobles o raros en el catalizador de la zona del oxígeno (OER catalyst) así como la reducción en la fabricación de las placas “flow field” de titanio. Cabe mencionar que algunos de los desarrollos alcanzados en las pilas de hidrógeno poliméricas benefician el desarrollo de electrolizadores de la misma tecnología, el diálogo entre ambas industrias es muy valioso.

Como se introducía en el párrafo anterior, la reducción de costes capitales es la clave en los desarrollos tecnológicos actuales en esta industria. En esta sección se ofrece una panorámica del coste actual de los sistemas de producción de hidrógeno polimérica y de sus principales contribuyentes para poder ver dónde pueden alcanzarse mayores reducciones. Como es obvio, la reducción de costes debe alcanzarse sin que ello penalice factores importantes, entre ellos, eficiencia, fiabilidad o durabilidad.

Aunque los propios fabricantes guardan con recelo sus distribuciones de coste, existen estudios muy exhaustivos que permiten conocer en términos generales cómo se reparte la tarta. En la actualidad, el stack supone el 60 % del coste general del sistema de electrólisis. Véase la Ilustración 4-1.

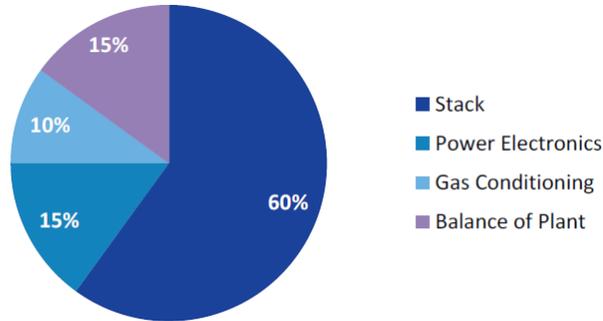


Ilustración 4-1 Costes generales del sistema de electrólisis PEM (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

Como curiosidad, es interesante comparar la distribución de costes de la tecnología PEM con la de la tecnología alcalina (véase la Ilustración 4-2) donde el coste del stack viene marcado por el uso de apilamientos de mayor embergadura porque los sistemas alcalinos funcionan con densidades de corriente menores a las que se usan en PEM, ello lleva a necesitar mayor área y por ende, más material. Aún así, al no contener materiales preciosos, el electrolizador alcalino es más económico.

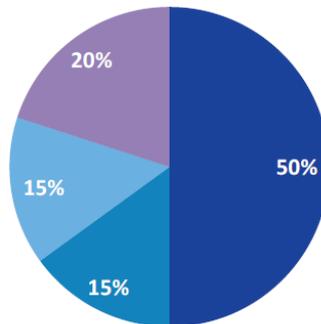


Ilustración 4-2 Costes generales del electrolizador alcalino (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

En electrólisis PEM, el precio de las placas bipolares (bipolar plates en inglés) domina el desglose de costes de los stacks (véase la Ilustración 4-3). Tanto el material usado como la geometría de las placas requerida por el proceso hacen muy costosa la fabricación de dichas placas al estar típicamente fabricadas mediante sinterizado de titanio en polvo esférico, una metodología demasiado joven e inmadura para competir con los métodos de fabricación de su tecnología competidora.

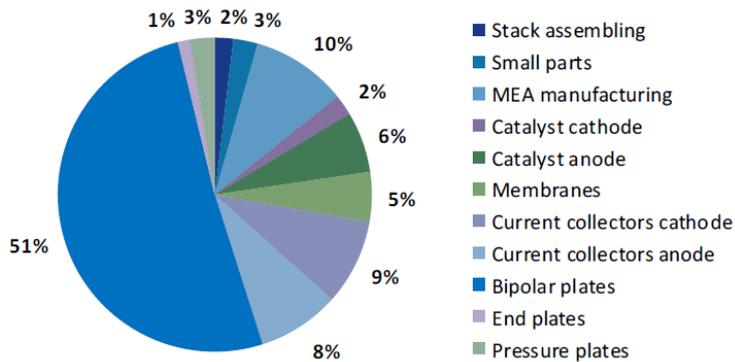


Ilustración 4-3 Desglose de costes del stack PEM (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

Las áreas de investigación en el ámbito de reducción de costes se introducen a continuación por orden de importancia:

Reducción de coste o sustitución de las placas bipolares

Los materiales que se usan en la fabricación de estas placas así como su proceso de fabricación son demasiado costosos. El motivo de que se use dicho material (titanio) es porque soporta ambientes muy ácidos. El titanio se conforma mediante sinterizado de minúsculas esferas de titanio y constituye, a día de hoy, el 50% del

coste del stack. Algunos fabricantes centran sus esfuerzos en mejorar las técnicas de fabricación mientras que otros fabricantes se centran en el desarrollo de lo que en inglés se denomina flow field-free bipolar plates, lo que podría reducir drásticamente el coste asociado en al menos un orden de magnitud. Dichas placas pueden encontrarse ya en sistemas pequeños, geometrías de 25 cm² o menos. La industria estima que este tipo de placas aun permanecerá anclada a pequeñas áreas durante una temporada no siendo posible áreas mayores a 150 cm².

Maximización del área activa de celda para reducir el coste específico de material

Como ya se adelantaba en párrafos anteriores, uno de los motivos que obliga al uso de metales raros es su capacidad de soportar entornos ácidos durante decenas de miles de horas, dándole a los electrolizadores PEM unos ciclos de vida competitivos en el mercado (> 60,000 horas). Una de las medidas de reducción sugeridas es el uso de mayores áreas activas de celda (500 cm² o incluso mayores). Esta medida minimizaría el material desperdiciado en los fillos de las placas y en los colectores relacionados con el área de celda activa. Existen estimaciones donde concluyen que hasta que se llegue a algún tipo de limitación técnica se puede reducir el material requerido entre un 30 y un 50% si se usan mayores áreas a densidades de corriente equivalentes. Algunos retos con los que se pueden encontrar los fabricantes en este aspecto son la gestión del calor y la distribución uniforme de la corriente a densidades de corriente elevadas.

Catalizadores más avanzados para los electrodos de la reacción de oxígeno

Los elementos nobles, como el iridio o el rutenio son los más usados para hacer estos catalizadores porque ofrecen alta resistencia a la corrosión y favorecen la actividad catalítica. El iridio no es solo considerado un problema por su actual elevado coste sino por las previsiones de futuro que deparan una situación aun más limitante que la actual. Existe mucha literatura publicada en la que los fabricantes afirman haber reducido el uso de materiales nobles a 3 mg/cm² en productos comerciales y a 2 mg/cm² en productos pre-comerciales pero aun es necesario seguir reduciendo estas necesidades. Investigaciones actuales incluyen

estructuras de soporte avanzadas, mezclas de óxidos metálicos y nanoestructuras aunque no son los únicos campos de investigación. En dichas investigaciones no se termina de comprender, a día de hoy, cómo afectan a la durabilidad y la eficiencia por lo que sigue siendo necesaria más investigación.

Búsqueda de alternativas en la fabricación de las membranas así como de materiales

Los fabricantes de electrolizadores tienen muy limitada la cartera de proveedores para las membranas y son muy pocos los que se atreven a crear las suyas propias. El producto más ampliamente utilizado en la industria se basa en la costosa química de la fluorina. Existen investigaciones con materiales de bajo coste con el objetivo de mejorar las propiedades mecánicas y la capacidad de intercambio iónico. Debido al alto coste que suponen las membranas para el precio de los stacks, la industria centra muchos esfuerzos en intentar mejorarlas.

Catalizadores más avanzados para los electrodos de la reacción de hidrógeno

Al igual que ocurre en el lado del oxígeno, en el lado del hidrógeno se recurre a materiales nobles por su resistencia a la corrosión y su alta actividad catalítica. En este componente, en vez de iridio, es platino o paladio el elemento preferido aunque en este caso se habla de 1 mg/cm² para productos comerciales y 0,5 mg/cm² para pre-comerciales lo que supone una carga bastante menor que el lado del oxígeno. Por ello, las reducciones de coste en esta componente no parecen ser tan claves a corto plazo aunque existan investigaciones con ese objetivo en la actualidad.

4.2. Indicadores clave de mejora

4.2.1. Tamaño del stack y del sistema

Muchos fabricantes facilitan los datos de producción en términos de Nm³/h o kg/h en condiciones nominales con lo que se puede dimensionar el sistema aunque esta

forma de expresar el tamaño no es la mejor de cara a la integración con la red eléctrica, donde es preferible hablar de kWh/Nm³ o kWh/kg.

El estudio de los sistemas que actualmente se encuentran en el mercado revela que la tecnología alcalina es la única realmente comercial en la escala del megawatio. Sin embargo, los sistemas PEM de dicha escala se esperan para antes de 2020. La Ilustración 4-4 muestra las previsiones del mercado para los tamaños de la electrólisis PEM y los compara con el resto de tecnologías de electrólisis. Se espera que para 2020 la electrólisis polimérica iguale en tamaño a la alcalina.

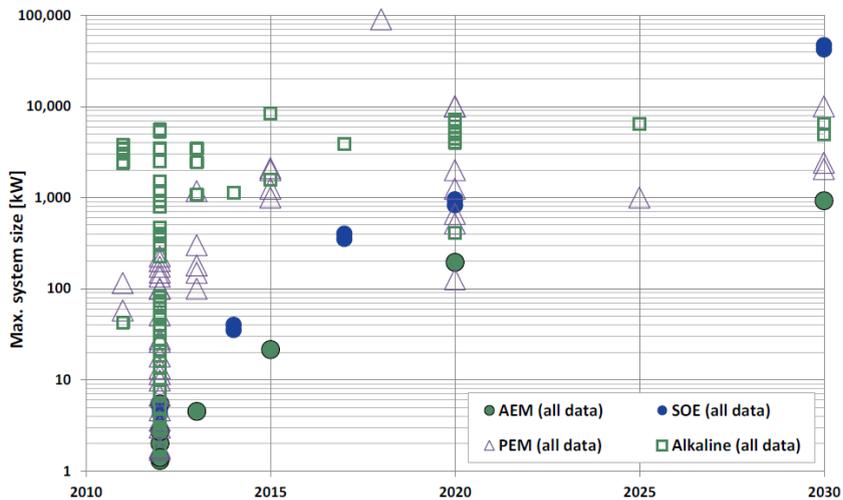


Ilustración 4-4 Tamaño del sistema de electrólisis (capacidad eléctrica) (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

Los sistemas PEM más grandes hoy en día se consiguen a base de combinar varios stacks más pequeños (véase el Silyzer 200 de Siemens, Ilustración 4-5) aunque es cierto que numerosos fabricantes disponen ya de prototipos de stacks de megawatio (el stack rectangular de hydrogenics, Ilustración 4-6).



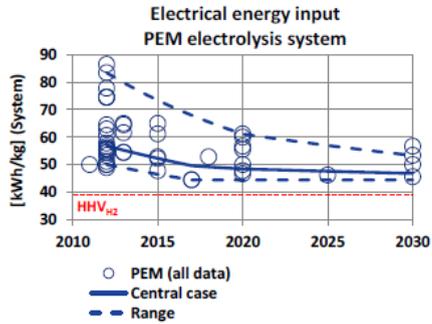
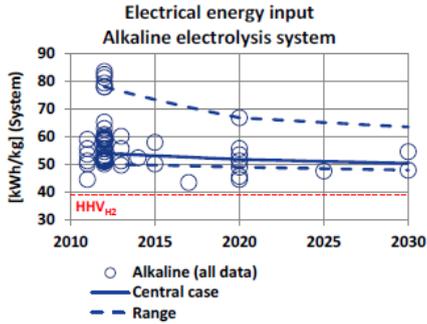
Ilustración 4-5 Stack 1 MW de Siemens (fuente: Siemens)



Ilustración 4-6 Stack 1 MW de Hydrogenics (fuente: Hydrogenics)

4.2.2. Requerimientos de energía eléctrica y eficiencia eléctrica (PCI)

En este apartado se recogen los datos obtenidos de numerosos fabricantes, tanto alcalinos como poliméricos, y se exponen en forma de gráficas para facilitar la comprensión al lector. Los valores de consumo eléctrico incluyen la etapa de conversión AC/DC, consumo de bombas, refrigeración, purificación del gas y secado. No incluyen etapa de compresión.



Electricity input ⁽¹⁾		Today	2015	2020	2025	2030	
kWh _{el} /kg _{H₂}	Alkaline	Central	54	53	52	51	50
		Range ⁽²⁾	50 - 78	50 - 73	49 - 67	48 - 65	48 - 63
	PEM	Central	57	52	48	48	47
		Range ⁽²⁾	50 - 83	47 - 73	44 - 61	44 - 57	44 - 53

⁽¹⁾ at system level, incl. power supply, system control, gas drying (purity at least 99.4%). Excl. external compression, external purification and hydrogen storage

⁽²⁾ some outliers excluded from range

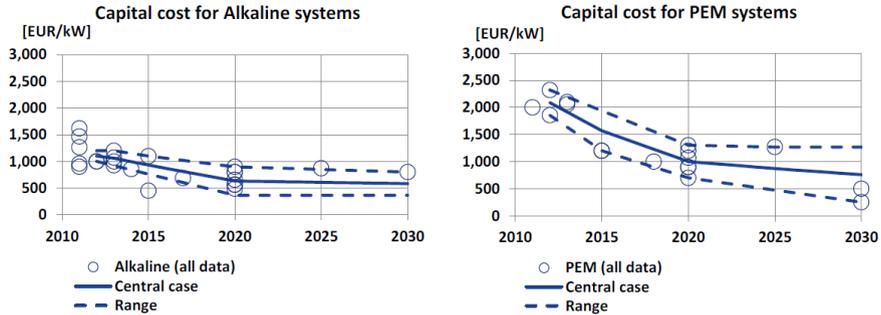
LHV efficiency (electrical) ⁽¹⁾		Today	2015	2020	2025	2030	
% (LHV, el)	Alkaline	Central	62%	63%	64%	65%	66%
		Range ⁽²⁾	43% - 67%	45% - 67%	50% - 68%	51% - 69%	53% - 70%
	PEM	Central	59%	63%	68%	69%	71%
		Range ⁽²⁾	40% - 67%	45% - 71%	54% - 74%	58% - 74%	62% - 74%

⁽¹⁾ at system level, incl. power supply, system control, gas drying (purity at least 99.4%). Excl. external compression, external purification and hydrogen storage.

⁽²⁾ some outliers excluded from range

Ilustración 4-7 Eficiencia y consumos eléctricos para electrólisis (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

4.2.3. Coste inicial del sistema (capex)



System cost ⁽¹⁾		Today	2015	2020	2025	2030	
EUR/kW	Alkaline	Central	1,100	930	630	610	580
		Range	1,000 - 1,200	760 - 1,100	370 - 900	370 - 850	370 - 800
	PEM	Central	2,090	1,570	1,000	870	760
		Range	1,860 - 2,320	1,200 - 1,940	700 - 1,300	480 - 1,270	250 - 1,270

⁽¹⁾ incl. power supply, system control, gas drying (purity above 99.4%). Excl. grid connection, external compression, external purification and hydrogen storage

Ilustración 4-8 Coste capital de los electrolizadores (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

4.2.4. Coste operacional (opex)

El coste de operación típico para electricidad y reemplazo de los stack ronda el 3 – 4% del coste inicial cada año. Los fabricantes hacen mucho incapié en lo importante de la localización y el tamaño de la planta para acotar este coste. Si a este porcentaje se le añaden otra serie de factores como pueden ser los consumibles esperados y no esperados, las labores de mantenimiento previstas y no previstas y otra serie de factores propios de una planta química se llega al siguiente resultado.

Plant size	Opex
[MW]	[% of initial capex per year]
1	5.00%
5	2.20%
10	2.20%
20	1.85%
50	1.64%
100	1.61%
250	1.54%
1,000	1.52%

Ilustración 4-9 Costes operacionales para electrolizadores de diferentes tamaños (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

4.2.5. Disponibilidad de la planta

La disponibilidad de la una planta de electrólisis se ve reducida por las labores de mantenimiento y por las interrupciones no programadas. Son muy pocos los desarrolladores que se atreven a dar datos en este aspecto pues esto depende fuertemente del lugar donde esté instalado el equipo así como del tipo de operación al que es sometido (dinámica o continua). Por todo ello, los datos sobre disponibilidad no deben tomarse de manera generalizada aunque sí que se puede estimar, a partir de los datos recopilados, que en electrolizadores poliméricos puede alcanzarse una disponibilidad del 95%.

4.2.6. Durabilidad del stack y de la planta bajo condiciones de operación

Los stacks PEM rara vez fallan de manera catastrófica, más bien suelen “morir” lentamente. La vida de los stacks suele expresarse como una degradación aceptable

de la eficiencia y suele expresarse en $\mu\text{V/h}$ aunque es muy extraño encontrarlo en las hojas técnicas de los fabricantes.

Una degradación lineal de $1 \mu\text{V/h}$, por ejemplo, se traduce en un consumo eléctrico adicional de aproximadamente 2 kWh/kg H_2 producido después de 60,000 horas de operación continua. La literatura al respecto establece una amplia orquilla ($0.4 - 15 \mu\text{V/h}$) para la degradación que depende de numerosos factores como son el ΔT al que se somete el stack, el tipo de operación, la densidad de corriente, etc.

4.2.7. Operación dinámica

Una de las principales ventajas de la electrólisis PEM es su buen comportamiento dinámico. En las siguientes gráficas se recogen estos datos:

- Punto mínimo de operación
- Tiempo de arranque desde temperatura ambiente
- Rampa de subida y bajada entre mínima y máxima carga

Minimum part load operation		Today	2015	2020	2025	2030	
% _(full load)	Alkaline	Central	30%	24%	15%	15%	15%
		Range	20% - 40%	16% - 33%	10% - 20%	10% - 20%	10% - 20%
	PEM	Central	9%	7%	4%	4%	4%
		Range	5% - 10%	3% - 8%	0% - 5%	0% - 5%	0% - 5%

Ilustración 4-10 Punto de operación mínimo (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

Startup time - from cold ⁽¹⁾ to minimum part load (Hydrogen production)		Today	2015	2020	2025	2030	
minutes	Alkaline ⁽²⁾	Central	20	20	20	20	20
		Range	20min - several hours				
	PEM ⁽³⁾	Central	5	5	5	5	5
		Range	5 - 15	5 - 15	5 - 15	5 - 15	5 - 15

⁽¹⁾ pressurised if applicable

⁽²⁾ Start-up times depend on system design (pressurised/unpressurised) and system optimisation. Start-up time in terms of electrical load typically quicker, while efficiency during start-up phase reduced.

⁽³⁾ Start-up times from power conservation mode can be <1min

Ilustración 4-11 Tiempo de arranque en frío (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

Ramp up from minimum part load point to full load		Today	2015	2020	2025	2030	
% ^(full load) /second	Alkaline	Central	7%	13%	17%	17%	17%
		Range ⁽¹⁾	0.13% - 10%	0.13% - 20%	0.13% - 25%	0.13% - 25%	0.13% - 25%
	PEM	Central	40%	40%	40%	40%	40%
		Range ⁽²⁾	10% - 100%	10% - 100%	10% - 100%	10% - 100%	10% - 100%

⁽¹⁾ Based on data from three alkaline manufacturers

⁽²⁾ Based on data from three PEM manufacturers

Ilustración 4-12 Rampa de potencia de subida (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

Ramp down from full load point to minimum part load		Today	2015	2020	2025	2030	
% ^(full load) /second	Alkaline	Central	10%	20%	25%	25%	25%
		Range ⁽¹⁾	10% - 10%	20% - 20%	25% - 25%	25% - 25%	25% - 25%
	PEM	Central	40%	40%	40%	40%	40%
		Range ⁽²⁾	10% - 100%	10% - 100%	10% - 100%	10% - 100%	10% - 100%

⁽¹⁾ Based on data from two alkaline manufacturers

⁽²⁾ Based on data from three PEM manufacturers

Ilustración 4-13 Rampa de potencia de bajada (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

A parte de estos parámetros, algunos fabricantes hacen mención a la sobrecarga de los stacks para absorber los picos de energía propios de las fuentes de energía renovables aunque esta característica es complicada ya que existen equipos que deben ser diseñados para las máximas cargas de operación como pueden ser las bombas de agua de alimentación o los convertidores AC/DC. En la práctica, el punto nominal del electrolizador se diseña para que sea el de máxima carga y se obvia cualquier sobrecarga ya que así se puede acotar y diseñar mejor todo el sistema.

La mayoría de los electrolizadores son diseñados para trabajar a plena carga y no para trabajar a cargas parciales. Esto significa que los sistemas no trabajan eficientemente fuera del punto nominal.

4.2.8. Densidad de corriente

En la actualidad, los valores medios para la densidad de corriente en electrolizadores PEM es de 1.7 – 1.9 A/cm². La previsión de futuro es que este valor se vaya incrementando gradualmente hasta conseguir valores de incluso 3 A/cm² para 2030 (véase la Ilustración 4-14). Esto supone una reducción del coste de inversión al necesitar menos celdas para conseguir la misma producción que el mismo sistema a menos intensidad y más celdas.

Current density		Today	2015	2020	2025	2030	
A/cm ²	Alkaline	Central	0.3	0.4	0.7	0.7	0.8
		Range	0.2 - 0.4	0.2 - 0.7	0.3 - 1.0	0.5 - 1.0	0.6 - 1.0
	PEM	Central	1.7	1.9	2.2	2.4	2.5
		Range	1.0 - 2.0	1.2 - 2.2	1.6 - 2.5	1.6 - 2.8	1.6 - 3.0

Ilustración 4-14 Previsiones acerca de la densidad de corriente (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

4.2.9. Presión de salida del hidrógeno

La electrólisis a presión es a menudo defendida como uno de los mejores caminos para reducir los costes generales así como para incrementar la fiabilidad de la planta de electrólisis. En términos termodinámicos, la electrólisis a presión necesita un poco más de energía que la electrólisis no presurizada pero esto puede significar reducir el sistema de compresión mecánica, mucho más complejo y difícil de mantener. En la práctica, muchos fabricantes afirman no sufrir penalizaciones en la eficiencia alrededor de 30 bares de presión en el suministro. La explicación reside en que la reducción del tamaño de las burbujas es buena para la eficacia del área activa del electrodo. En general, la compresión electromecánica del hidrógeno es más eficiente que la compresión mecánica convencional pero los beneficios son difíciles de cuantificar y comprobar.

La operación a presión está además conectada a la filosofía de diseño de cada fabricante. La tendencia actual es conseguir eliminar la primera etapa de los compresores de multietapa usando el hidrógeno presurizado electrolíticamente. En función de la industria final del electrolizador será preferible o no la compresión a alta presión o no. Por ejemplo, un electrolizador para estaciones de servicio necesita ser almacenado a unos 900 bares de presión mientras que el hidrógeno usado en la refrigeración de los generadores de turbina de gas no requiere mucha presión, a penas 3 ó 4 bares.

4.2.10. Temperatura de operación

El aumento de la temperatura es beneficioso desde el punto de vista termodinámico ya que reduce la electricidad requerida aunque la entalpía total necesaria permanezca casi constante a cualquier temperatura. Eso significa que a mayor temperatura de operación más energía térmica demanda el proceso endotérmico y menos electricidad (trabajo). Este aspecto es fácilmente observable en la Ilustración 3-2 y es un punto importante para mejorar la eficiencia. El problema es que las membranas no aguantan altas temperaturas y, por ello, se limita a 70 °C aunque se espera poder alcanzar los 90 °C en los próximos 10 – 15 años.

Para finalizar este capítulo se presenta una tabla actualizada donde se recogen los fabricantes más importantes a nivel mundial así como sus sistemas de electrólisis

tanto PEM como alcalina y AEM más característicos.

Company	Country	Technology	Product	Capacity (Nm ³ /hr)	H ₂ output pressure (barg)	H ₂ purity (%)	Electricity consumption (kWh/kg)	Electric LHV efficiency (%)
Acta	Italy	AEM	EL1000	1	29	99.94	53.2	63%
AREVA	France	PEM	Development	20	35	99.9995	55.6	60%
CETH2	France	PEM	E60 cluster	240	14	99.9	54.5	61%
ELT Elektrolyse Technik	Germany	Alkaline	Customised	330	Atmospheric	99.85	51	65%
Erredue s.r.l	Italy	Alkaline	G256	170	30	99.5	59.5	56%
H2 Nitidor	Italy	Alkaline	200Nm ³ /hr	200	30	99.9	52.3	64%
H-TEC SYSTEMS	Germany	PEM	EL30/144	3.6	29	N/A	55.6	60%
Hydrogenics	Belgium, Canada	Alkaline (PEM in dev.)	HyStat60	60	10	99.998	57.8	58%
Idroenergy	Italy	Alkaline	Model120	80	5	99.5	52.4	64%
IHT Industrie Haute Technologie	Switzerland	Alkaline	Customised	760 ⁽²⁰⁾	31	N/A	51.2	65%
ITM Power	UK	PEM (AEM in dev.)	HPac40	2.4	15	99.99	53.4	62%
NEL Hydrogen	Norway	Alkaline	Customised	485	Atmospheric	>99.8	50	67%
McPhy	Germany	Alkaline	60Nm ³ /h container	60	10	>99.3	57.8	58%
Proton OnSite	USA	PEM	Hogen C30	30	30	99.9998	64.5	52%
Siemens	Germany	PEM	SILYZER200 ⁽²¹⁾	~250	N/A	N/A	~60	~55%
Teledyne Energy Systems	USA	Alkaline	SLM 1000	56	10	99.9998	N/A	N/A
Wasserelektrolyse Hydrotechnik	Germany	Alkaline	EV150	225	Atmospheric	99.9	58.7	57%

Ilustración 4-15 Comparativa de fabricantes de electrólisis a nivel comercial (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

5. EFICIENCIA DEL PROCESO

En los sistemas de electrólisis actuales ocurren irreversibilidades que no se pueden evitar. Dichas irreversibilidades son debidas a diferentes causas, exceso de voltaje en el ánodo y el cátodo y la caída de tensión (iR_A) por las pérdidas óhmicas dentro de la celda, son las culpables de que la tensión de celda, V_{cell} , sea mayor que la tensión de celda reversible, V_{rev} . Tomando R_A como la resistencia de celda normalizada por el área de celda (lo que en inglés se conoce como área-specific ohmic resistance), el voltaje de celda de una celda operativa puede describirse mediante la Ecuación 5-1:

$$V_{cell} = V_{rev} + |\eta_{cat}| + |\eta_{an}| + iR_A$$

Ecuación 5-1

Los incrementos de potencial en las interfaces electrolito-electrodo son irreversibles y se traducen en un sobrepotencial positivo en el lado del ánodo y otro negativo en el lado del cátodo, resultando un voltaje de celda más elevado. En la Ilustración 5-1 se presenta la contribución de las diferentes pérdidas como función de la densidad de la corriente aplicada a la celda. Aunque los catalizadores sirven para acelerar la oxidación en el ánodo y la reducción en el cátodo, las limitaciones electrokinéticas causan incrementos de potencial en cada celda. Debido a que la oxidación en el ánodo es un proceso más complejo (el OER contiene una transferencia general de cuatro electrones), el sobrepotencial de este electrodo es dominante. En contraste con esto último, la cinética del HER es lo suficientemente rápida como para causar solamente pequeños incrementos de potencial. Aparte del sobrepotencial de activación, se pueden producir pérdidas adicionales por culpa del sobrepotencial de concentración, causado por las limitaciones en el transporte de masa de las especies reactivas. El conocido como sobrepotencial de burbuja (bubble-overpotencial en inglés), llamado así desde la electrólisis alcalina, es un pequeño sobrepotencial con apenas importancia en la electrólisis polimérica. A una temperatura de operación dada, la resistencia óhmica interna permanece más o menos estable, independientemente de la densidad de corriente. La pérdida de

voltaje causada por la resistencia óhmica incrementa linealmente en función de la densidad de corriente.

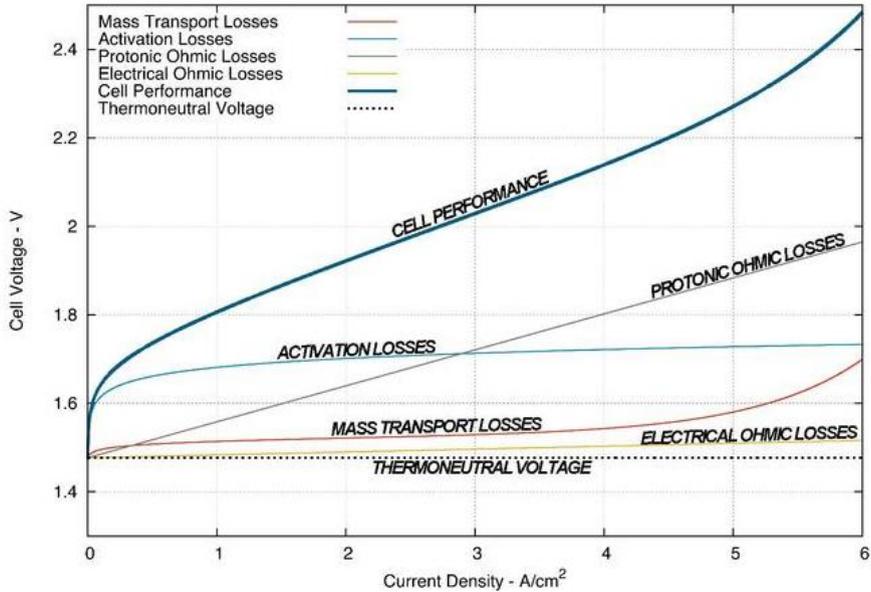


Ilustración 5-1 Incrementos de tensión en una celda de electrólisis (fuente: imágenes de Google)

Como toda irreversibilidad, éstas causan disipación de calor correspondiente a \dot{Q}_{diss} , que es liberado como \dot{Q}_{loss} hacia los alrededores, o internamente absorbido debido a que la reacción química que se produce, la electrólisis, es un proceso endotérmico. El balance energético simplificado para el proceso de electrólisis puede ser expresado de la siguiente manera:

$$P_{el} = \dot{n}_{H_2} \Delta G_R + \dot{Q}_{diss} = \dot{n}_{H_2} \Delta H_R + \dot{Q}_{loss} = \dot{n}_{H_2} \Delta H_R + I(V_{cell} - V_{th})$$

Ecuación 5-2

Donde P_{el} es la potencia eléctrica suministrada, I la corriente eléctrica de la celda y \dot{n}_{H_2} el ratio de producción de hidrógeno en moles. La Ecuación 5-2 asume que el proceso electrolítico tiene lugar al cien por cien de acuerdo con la Ley de Faraday. Sin embargo, en un proceso real de electrólisis, el flujo molar de hidrógeno producido es menor al teórico ya que se dan fenómenos como la difusión a través de la membrana, pequeñas fugas de la celda o recombinación con el oxígeno. La eficiencia de corriente o también denominada eficiencia de Faraday ε_I cuantifica estas pérdidas internas:

$$\varepsilon_I = \frac{\dot{n}_{H_2}}{I(zF)^{-1}}$$

Ecuación 5-3

Los valores de ε_I pueden ser cercanos a 1.0 en stacks poliméricos si el diseño es bueno. La eficiencia de voltaje ε_V está basado en una versión simplificada de la Ecuación 5-2 y es más importante para la evaluación del proceso de hidrólisis a nivel de celda. Esta eficiencia suele medirse de la siguiente manera:

$$\varepsilon_V = \frac{V_{th}}{V_{cell}}$$

Ecuación 5-4

El producto de las dos eficiencias, Ecuación 5-3 y Ecuación 5-4, da como resultado la eficiencia real de celda de electrólisis operativa:

$$\varepsilon_{cell} = \varepsilon_I \varepsilon_V$$

Ecuación 5-5

A nivel de sistema o de electrolizador como conjunto, es útil tomar una expresión de eficiencia más amplia derivada del balance de energía. La eficiencia energética ε_E es el ratio de la energía contenida en el hidrógeno producido en el sistema por unidad de tiempo y la electricidad que se necesita para completar la conversión de electricidad en energía química del hidrógeno:

$$\varepsilon_E = \frac{\dot{n}_{H_2} \Delta H_R}{P_{el}}$$

Ecuación 5-6

Para el cálculo de la eficiencia energética, es importante indicar qué valor se asigna al incremento de entalpía, si el poder calorífico inferior (PCI = 3.00 kWh Nm⁻³) o el superior (PCS = 3.54 kWh Nm⁻³). En electrólisis polimérica, el agua líquida se descompone en hidrógeno y oxígeno gaseosos por lo que parte de la energía requerida se usa para cambiar de fase de líquida a gas y, en consecuencia, debería usarse el PCS para evaluar el proceso. Sin embargo, si el hidrógeno es transformado de nuevo en electricidad en una pila de combustibles o trabajo en un proceso cíclico, entonces sólo debe considerarse la energía química del PCI en la conversión. A veces, se pueden mezclar distintos valores con diferentes puntos de referencia, por ejemplo, para calcular la eficiencia general de un proceso de almacenamiento de hidrógeno dando lugar a resultados erróneos. Para evitar malentendidos, muchas veces se facilita únicamente el valor de la energía empleada en producir un normal metro cúbico de hidrógeno (kWh Nm⁻³ H₂) como valor de eficiencia.

Hay que recalcar que la eficiencia energética de un electrolizador no se refiere únicamente al consumo energético del stack de electrólisis sino también a la potencia requerida por las bombas de agua, sistemas de tratamiento de agua desmineraliza, purificación del hidrógeno o refrigeración del sistema, entre otros. Además, cuando dos sistemas se comparan, los límites de batería deben definirse perfectamente para que lo que se esté comparando sea exactamente lo mismo en cada uno de los sistemas comparados. Por ejemplo, si se comparan dos fabricantes diferentes y uno de ellos no tiene sistema de purificación de hidrógeno y el otro sí, entonces, el límite de batería debe ser el sistema de purificación y la eficiencia

deberá calcularse sin tener este subsistema en cuenta. Sólo así se podrán comparar las eficiencias rigurosamente. En cualquier caso, cuando se faciliten datos de eficiencia es muy recomendable conocer todos los detalles del cálculo ya que así se sabrá si el fabricante está siendo optimista, realista o conservador.

Teniendo en cuenta la alta densidad de corriente de las celdas poliméricas y su escaso grosor, los electrolizadores PEM pueden ofrecer una muy alta densidad de potencia a eficiencias de voltaje (ϵ_v) similares si se compara con la electrólisis alcalina. Hoy en día, densidades de corriente de 0.5 a 2.0 Acm² y tensiones de celda de 1.7 a 2.1 V son comunes. En la mayoría de los casos, los stacks operan a temperaturas entre 323 K y 363 K y bajo un amplio rango de altas presiones, entre 0.8 y 20.7 MPa. Con un diseño optimizado, la eficiencia de Faraday (ϵ_f) puede alcanzar el 98%. De acuerdo con la Ecuación 5-5, o basándose en el PCS, la energía consumida por el stack puede variar entre 4.1 y 5.1 kWh/Nm³ de hidrógeno, respectivamente. En la Ilustración 5-2, se muestran los consumos eléctricos (en forma de líneas de tendencias, resultado de diversos sistemas) tanto del stack como de los sistemas completos frente al ratio de hidrógeno producido. Puede apreciarse como el consumo eléctrico decrece conforme aumenta el ratio de producción tanto para el stack como para el sistema aunque este último lo hace con mayor pendiente, lo que viene a decir que los sistemas grandes son más eficientes.

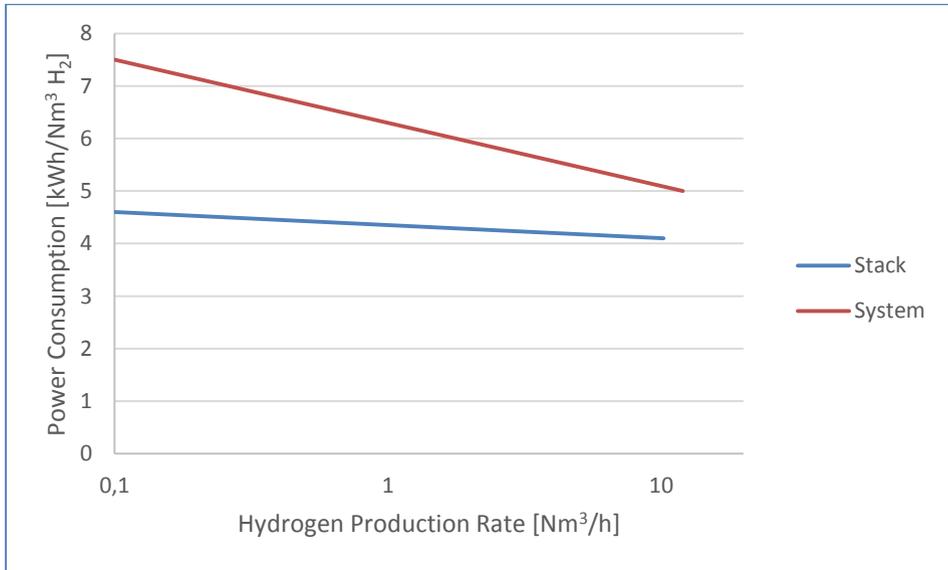


Ilustración 5-2 Relación consumo eléctrico frente a hidrógeno producido tanto en stacks como en electrolizadores (fuente: STOLTEN, D. (2010))

La Ilustración 5-2 muestra que la potencia eléctrica de los sistemas de electrolisis polimérica desciende fuertemente con la cantidad de hidrógeno producido mientras que la potencia de los stacks lo hace con una pendiente mucho más ligera. Lógicamente, los equipos pequeños requieren de los mismos auxiliares que los grandes pero la demanda de energía de los auxiliares y de los subsistemas no puede reducirse linealmente con la producción de hidrógeno. Sistemas pequeños de hasta 1 Nm³/h pueden consumir hasta 6-8 kWh/Nm³ de hidrógeno. Sistemas más grandes, de más de 10 Nm³/h, son capaces de reducir a menos de 6 kWh/Nm³ de hidrógeno su consumo.

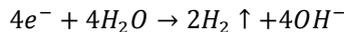
Un punto importante que debe tenerse en cuenta a la hora de desarrollar un nuevo electrolizador es el punto de operación nominal del sistema. Concretamente, la elección de la densidad de corriente nominal. Puede darse el caso de que el fabricante del stack quiera usar un stack más compacto a mayor densidad de

corriente y eso ahora costes de capital pero puedo repercutir en un mayor coste de operación, al requerir bombas más potentes por temas de presión y caudal, o incluso suponer que el rectificador debe ser para mayor amperaje y que ello requiero mayor inversión en la compra de dicho equipo. Para evitar equivocarse con el punto de operación es necesario estudiar las repercusiones que puede tener trabajar a la corriente nominal seleccionada.

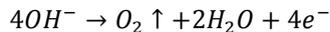
6. COMPARATIVA CON ELECTRÓLISIS ALCALINA, VENTAJAS E INCONVENIENTES

En electrólisis alcalina hay tres elementos que realizan la función básica del proceso en conjunto con el electrolito: los dos electrodos y el separador/diafragma (ver Ilustración 6-1).

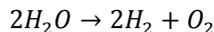
El cátodo provee los electrones para la descomposición del agua en hidrógeno gaseoso, el ion hidróxido viaja a través del separador hasta el ánodo cerrando el círculo eléctrico. En el ánodo, el ion hidróxido se descompone en oxígeno gaseoso, agua y electrones. Las dos moléculas en exceso de agua viajan a través del separador hasta el cátodo. A continuación, se muestran las ecuaciones de cada electrodo así como la ecuación general.



Ecuación 6-1 Reacción catódica (reducción)



Ecuación 6-2 Reacción anódica (oxidación)



Ecuación 6-3 Reacción global

El separador tiene la función de mantener los gases producidos aparte el uno del

otro por el bien de la eficiencia y la seguridad. Además, tiene que dejar pasar las moléculas de agua y los iones hidróxido a través de él. En los sistemas, el electrolito circula a través de las celdas para prevenir enriquecimiento de KOH en el ánodo lo que ocurriría de otra manera.

La difusión de oxígeno en la cámara del cátodo reduce la eficiencia de la electrólisis ya que éste puede catalizarse de nuevo en agua con el hidrógeno presente. La difusión del hidrógeno en la cámara anódica debe evitarse por razones de seguridad.

Dependiendo del electrolito, se forman diferentes iones y, por tanto, las reacciones en los electrodos son diferentes también. En el caso más común, el hidróxido (OH) es utilizado en la electrólisis alcalina. Los sistemas ácidos, como la PEM, usan protones (H^+), y en los sistemas cerámicos de alta temperatura, la electrólisis funciona con iones de oxígeno (O^{2-}).

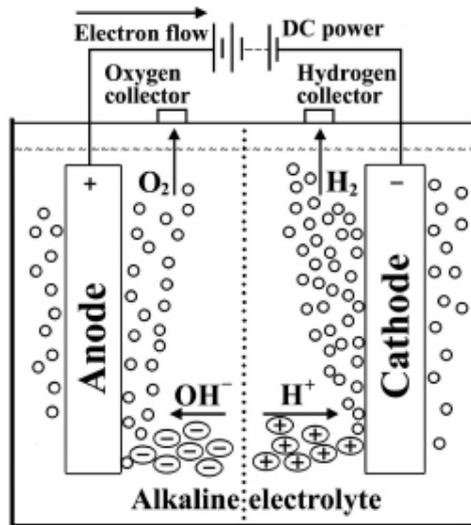


Ilustración 6-1 Principio de operación de la electrólisis alcalina (fuente: imágenes de Google)

En operaciones a baja temperatura están bien definidas las dos tecnologías existentes. A modo resumen y para mayor claridad, se muestran las virtudes y defectos de ambas tecnologías.

Alcalina	Polimérica
Ventajas	
Tecnología bien consolidada	Densidades de corriente elevadas
Sin catalizadores nobles	Altas eficiencias
Gran durabilidad	Buen rendimiento a carga parcial
Bajo coste relativo	Rápida respuesta del sistema
Dimensiones de MW	Sistema compacto
Económico	Alta pureza del gas
	Operación dinámica
Desventajas	
Bajas densidades de corriente	Coste elevado
Fuga de gases (grado de pureza)	Medio ácido (corrosivo)
Electrolito corrosivo	Durabilidad
Poca capacidad en dinámica	Comercialización
Presión de operación baja	MW en desarrollo
Rango estrecho en cargas parciales	

Tabla 6-1 Comparativa de tecnologías a baja temperatura (fuente: STOLTEN, D. (2010))

En conclusión, puede observarse que la tecnología alcalina está más desarrollada debido a que lleva más tiempo en el mercado y, por tanto, ha sido más estudiada. Ello conlleva grandes ventajas como son el precio y la capacidad. Por otro lado está la hermana pequeña de las electrólisis de baja temperatura, la PEM, que siendo más joven y menos madura ya apunta maneras de hasta donde puede llegar aunque es cierto que ese camino no se recorre solo. Son muchas las horas de investigación y desarrollo que le quedan a la tecnología polimérica para que pueda plantearse como sustituta de su predecesora. Mientras ese día llega, ambas tecnologías deberán compartir el mercado y será el cliente final el que deba realizar la elección final realizando un trade-off de la tecnología actual.

7. APLICACIONES INDUSTRIALES

7.1. Los sistemas Power-to-something

7.1.1. Integración con renovables

La introducción de las energías renovables en el mix energético de los países hace cada vez más necesario incrementar la flexibilidad de los sistemas energéticos. Esto requiere la capacidad de almacenar la energía cuando se esté generando en exceso, por ejemplo, en el caso de la energía eólica, durante noches ventosas en las que no existe demanda pero sí mucha oferta.

Existe un abanico de opciones muy amplio y numerosas estrategias para integrar elevadas cuotas de generación variable (del orden del 30 al 45% de generación anual de electricidad) de manera rentable sin el uso de almacenamiento estacional a gran escala (IEA, 2014 c). Sin embargo, teniendo en cuenta la cantidad de restricciones de cada localización (como la estructura regulatoria y de mercado, el estado de las infraestructuras de red existentes y las inversiones previstas), cuando se analizan las oportunidades de desarrollo para sistemas de almacenamiento puede traducirse en la necesidad de inclinarse hacia sistemas de almacenamiento a gran escala.

Application	Power or energy capacity	Energy efficiency*	Investment cost**	Lifetime	Maturity
Power-to-power (including underground storage)	GWh to TWh	29% (HHV, with alkaline EL) - 33% (HHV, with PEM EL)	1 900 (with alkaline EL) - 6 300 USD/kW (with PEM EL) plus -8 USD/kWh for storage	20 000 to 60 000 hours (stack lifetime electrolyser)	Demonstration
Underground storage	GWh to TWh	90-95%, incl. com-compression	-8 USD/kWh	30 years	Demonstration
Power-to-gas (hydrogen-enriched natural gas, HENG)	GWh to TWh	-73% excl. gas turbine (HHV) -26% incl. gas turbine (PtP)	1 500 (with alkaline EL) - 3 000 USD/kW (with PEM EL), excl. gas turbine 2 400 (with alkaline EL) - 4 000 USD/kW (with PEM EL), incl. gas turbine (PtP)	20 000 to 60 000 hours (stack lifetime electrolyser)	Demonstration
Power-to-gas (methanation)	GWh to TWh	-58% excl. gas turbine (HHV) -21% incl. gas turbine (PtP)	2 600 (with alkaline EL) - 4 100 USD/kW (with PEM EL), excl. gas turbine 3 500 (with alkaline EL) - 5 000 USD/kW (with PEM EL), incl. gas turbine (PtP)	20 000 to 60 000 hours (stack lifetime electrolyser)	Demonstration

* = Unless otherwise stated, efficiencies are based on LHV.

** = All investment costs refer to the energy output.

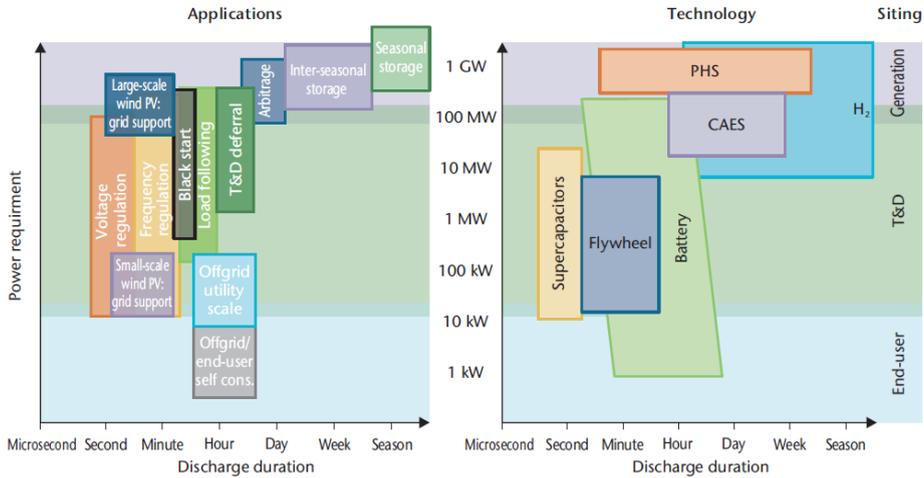
Notes: excl. = excluding; incl. = including; PtP = power-to-power; GWh = gigawatt hour; TWh = terawatt hour.

Source: IEA data; Decourt et al. (2014), *Hydrogen-based energy conversion. More than Storage: System Flexibility*; Giner Inc. (2013), "PEM electrolyser incorporating an advanced low-cost membrane", 2013 Hydrogen Program Annual Merit Review Meeting; ETSAP (2014), *Hydrogen Production and Distribution*; Hydrogen Implementing Agreement Task 25 (2009), *Alkaline Electrolysis*; NREL (2009b), *Scenario Development and Analysis of Hydrogen as a Large-Scale Energy Storage Medium*; Saur (2008), *Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study*; Schaber, Steinke and Hamacher (2013), "Managing temporary oversupply from renewables efficiently: Electricity storage versus energy sector coupling in Germany", International Energy Workshop, Paris; Stolzenburg et al. (2014), *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht*; US DOE (2010b), *Hydrogen Program 2010 Annual Progress Report - Technology Validation Sub-Program Overview*; US DOE (2014b), *Hydrogen and Fuel Cells Program Record*.

Ilustración 7-1 Principales configuraciones de los sistemas de almacenamiento energético a gran escala basados en tecnologías de hidrógeno (fuente: KÖRNER, A. (2015))

Los sistemas de almacenamiento de electricidad pueden ser clasificados por tamaños según su potencia de entrada y de salida (megavatios, MW) y su tiempo de descarga (horas, h). Estos tres parámetros determinan la capacidad energética (MWh). Junto con la estimación de ciclos anuales, eficiencia y autodescarga, se puede determinar el número de horas al año a plena carga. La localización dentro del sistema energético y el tiempo de respuesta son otros parámetros a tener muy

en cuenta. Las tecnologías basadas en el hidrógeno son las mejor situadas para aplicaciones de almacenamiento de largo período en la escala del megavatio (véase la Ilustración 7-2 para una visión más amplia del contexto).



Note: CAES = compressed air energy storage; PHS = pumped hydro energy storage.

Ilustración 7-2 Tecnologías y aplicaciones del almacenamiento eléctrico (fuente: KÖRNER, A. (2015))

7.1.2. Nichos de mercado

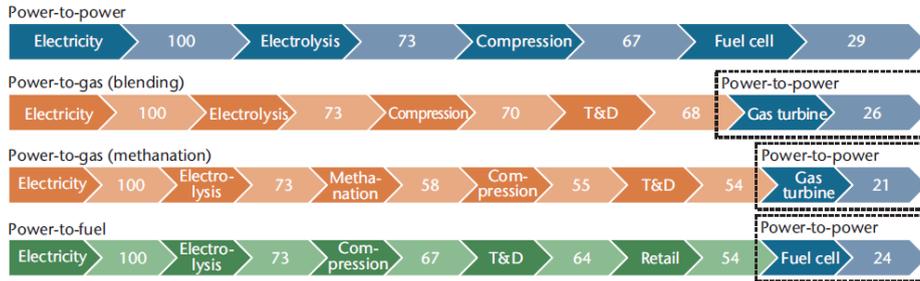
Sin embargo, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno no tienen por qué focalizarse en el almacenamiento eléctrico. Como se menciona en el apartado anterior, estos sistemas pueden integrarse con sistemas renovables para absorber la energía sobrante y transformarla en combustibles o materia prima en función del sector de destino. Se puede categorizar de la siguiente manera:

- Power-to-power: la electricidad se transforma en hidrógeno via electrólisis, se almacena en una caverna subterránea o en un tanque presurizado y se

vuelve a transformar en electricidad cuando se necesite usando pilas de combustible o turbinas de gas adaptadas a hidrógeno.

- Power-to-gas: la electricidad es transformada en hidrógeno via electrólisis. Luego se mezcla con la red de gas natural dando lugar a gas natural enriquecido con hidrógeno o transformado en metano sintético en un proceso de metanación posterior. Para la metanación se necesita una fuente de bajo coste de dióxido de carbono.
- Power-to-fuel: la electricidad se transforma en hidrógeno y después se utiliza como combustible en vehículos de hidrógeno, FCEVs en el sector transportes.
- Power-to-feedstock: la electricidad se transforma en hidrógeno y luego se usa como materia prima en industrias, como por ejemplo una refinería.

Todos los caminos mencionados implican muchas transformaciones, lo cual, al final se traduce en una pérdida considerable de eficiencia (véase la Ilustración 7-3). Es importante comparar sólo energías finales de la misma calidad, por ejemplo electricidad tanto usada en el sistema de potencia como a bordo de un FCEV. Cuanto mayor sea el número de pasos dados hasta el punto final, menor será la eficiencia de ese camino.



Note: The numbers denote useful energy; except for gas turbines, efficiencies are based on HHV; the conversion efficiency of gas turbines is based on LHV.

Ilustración 7-3 Eficiencias en las diferentes tecnologías del hidrógeno integrado con renovables (fuente: KÖRNER, A. (2015))

La regla de compromiso entre las opciones de power-to-power y power-to-gas se centra en la mayor eficiencia global en aplicaciones puramente PtP frente a la posibilidad de usar almacenamientos existentes y redes de transmisión y transporte (T&D) para aplicaciones de PtG. Este último podría ser un argumento de peso en el corto plazo ya que la electricidad renovable, que de otro modo sería desaprovechada, podría integrarse en el sistema de energía a través de la mezcla de hidrógeno a un máximo de 5% a 10% en la mezcla de gas natural, o transformarla directamente en gas natural sintético a través de metanización. Aunque no surjan problemas de compatibilidad con las tecnologías de uso final posteriores, en el caso del PtG incluyendo metanización, es probable que la pobre eficiencia general suponga una dura barrera para su despliegue.

7.1.3. Aprovechamiento del exceso de energía renovable

En un sistema eléctrico con un alto porcentaje de energías renovables, es de esperar que la oferta supere la demanda en algunos períodos del día y el año (por ejemplo en días de vendaval). Esto se ha etiquetado como “exceso” o “superávit” de electricidad. Puede darse el caso de situaciones en las que el operador del almacenamiento incurra en coste cero ya que la producción de renovable “acotada” se genera al mismo coste que la energía renovable requerida por el sistema, esto significa que el consumidor pagará la acotada a mayor coste de kWh consumido

que la no acotada porque el vendedor necesita cubrir sus costes capitales en cualquier caso. Sin embargo, en este caso, la eficiencia de conversión no tiene impacto en los costos nivelados de la energía final. Utilizar el exceso de energía generada, para producir hidrógeno plantea un desafío económico por múltiples razones. En primer lugar, los electrolizadores tienen costos de inversión significativos, lo que significa que sólo serán rentables si son operados por una cantidad suficiente de tiempo durante el año. Como los periodos de superávit sólo ocurrirán en contadas ocasiones durante momentos limitados de tiempo, no es muy inteligente centrarse sólo en este factor. Por lo tanto, es probable que también se use electricidad para producir hidrógeno en momentos en los que la electricidad es requerida por el sistema y, por lo tanto, tiene algún valor. En segundo lugar, cada paso de conversión desde la electricidad hasta el hidrógeno y, posteriormente, vuelta a electricidad implica pérdidas. Pérdidas que no tienen mucha importancia si la electricidad de entrada no tiene otra aplicación. Sin embargo, la generación de hidrógeno competirá con otros posibles usos de la electricidad en exceso, como el almacenamiento térmico. Estos puntos suponen retos de mejora para esta tecnología: aumentar la eficiencia y reducir los costes de inversión.

7.1.4. Oportunidades de mejora

Enfocarse sólo en mejorar la tecnología no es suficiente, hay que buscar nuevas aplicaciones y sinergias para crear oportunidades de negocio viables.

Como para cualquier otra tecnología, para los sistemas de almacenamiento a largo plazo, las horas anuales a plena carga son limitadas. Mientras que los electrolizadores y las pilas de combustibles siguen siendo costosos, el resto de componentes y sub-productos deben ser analizados minuciosamente para buscar oportunidades de mejora.

Cuando se usan electrolizadores y pilas, existen sub-productos que pueden ser reutilizados como son el oxígeno (en el caso de los electrolizadores) o el calor de proceso, lo cual puede venderse por separado o usado en planta para que suponga un punto de ventaja. En los sistemas PtP, no es sólo beneficioso poder vender electricidad proveniente del excedente del sistema sino también ser capaces de consumir o generar electricidad según se requiera, es decir, los sistemas PtP pueden aportar muchísima estabilidad al sistema y eso debe remunerarse.

La participación en diferentes mercados energéticos también puede ayudar a generar beneficios. La cogeneración; hidrógeno y electricidad, o incluso, trigeneración; hidrógeno, electricidad y calor, ofrecen la posibilidad de vender sus productos a sus respectivos mejores precios, esto significa, la electricidad y el calor durante los picos de demanda y el hidrógeno al sector transporte en función de las condiciones del mercado.

7.2. HRS – Hydrogen Refueling Station/ Hidrógeno en el transporte

En la Ilustración 7-4 se muestra una visión general de los sistemas de hidrógeno en el sector transporte y sus parámetros tecno-económicos.

Aunque existen otras vías para usar el hidrógeno como combustible, como por ejemplo el metano sintético en vehículos de gas natural comprimido o a través de la conversión en metanol, el análisis que aquí se hace se centra en los vehículos de pila de combustible o como se denominan en inglés FCEV, Fuel Cell Electric Vehicle y en el uso de hidrógeno puro así como de la infraestructura necesaria para el desarrollo de esta industria.

Application	Power or energy capacity	Energy efficiency*	Investment cost**	Lifetime	Maturity
Fuel cell vehicles	80 - 120 kW	Tank-to-wheel efficiency 43-60% (HHV)	USD 60 000- 100 000	150 000 km	Early market introduction
Hydrogen retail stations	200 kg/day	~80%, incl. compression to 70 MPa	USD 1.5 million- 2.5 million	-	Early market introduction
Tube trailer (gaseous) for hydrogen delivery	Up to 1 000 kg	~100% (without compression)	USD 1 000 000 (USD 1 000 per kg payload)	-	Mature
Liquid tankers for hydrogen delivery	Up to 4 000 kg	Boil-off stream: 0.3% loss per day	USD 750 000	-	Mature

* Unless otherwise stated, efficiencies are based on lower heating values (LHV).

** All power-specific investment costs refer to the energy output.

Notes: HHV = higher heating value; kg = kilogram; kW = kilowatt.

Sources: IEA data; Decourt et al. (2014), *Hydrogen-Based Energy Conversion, More than Storage: System Flexibility*; Elgowainy (2014), "Hydrogen infrastructure analysis in early markets of FCEVs", IEA Hydrogen Roadmap North America Workshop; ETSAP (2014), *Hydrogen Production and Distribution*; Iiyama et al. (2014), "FCEV Development at Nissan", ECS Transactions, Vol. 3, pp. 11-17; Nexant (2007), "Liquefaction and pipeline costs", Hydrogen Delivery Analysis Meeting, 8-9 May; NREL (2014), *Hydrogen Station Compression, Storage and Dispensing - Technical Status and Costs*; NREL (2012a), *National Fuel Cell Electric Vehicle Learning Demonstration Final Report*; US DOE (2010a), *Hydrogen Program 2010 Annual Progress Report - Innovative Hydrogen Liquefaction Cycle*; US DOE (2010b), *DOE Hydrogen Program 2010 Annual Progress Report - Technology Validation Sub-Program Overview*; Yang and Ogden (2007), "Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode", *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 268-286.

Ilustración 7-4 Sistemas de hidrógeno en el sector transporte y sus parámetros tecno-económicos (fuente: KÖRNER, A. (2015))

7.2.1. FCEV

Los vehículos de pila de combustible son, en esencia, vehículos eléctricos que usan hidrógeno presurizado en un tanque de almacenamiento y una pila de combustible para generación de potencia justo en el instante de uso del vehículo (lo que en inglés se denomina: on-board power generation). Los FCEVs también son coches híbridos en el sentido que la energía de frenada es recuperada mediante un sistema y almacenada en una batería eléctrica de litio convencional. La potencia eléctrica de la batería es usada para absorber los picos de potencia y ayudar a la pila de combustible con las aceleraciones y así optimizar su eficiencia durante el manejo del vehículo.

En la actualidad, alrededor de 550 FCEVs (coches de pasajeros y autobuses) están

funcionando en números proyectos de demostración en todo el mundo (véase la Tabla 7-1). En menor medida se está estudiando también el uso de esta tecnología en camiones pesados. Un proyecto de demostración de este tipo es el que se lleva a cabo en el aeropuerto de la ciudad de Los Ángeles (California, EEUU) donde se pretende demostrar cómo estos sistemas alargan el tiempo de operación sin recargar de los camiones eléctricos pesados.

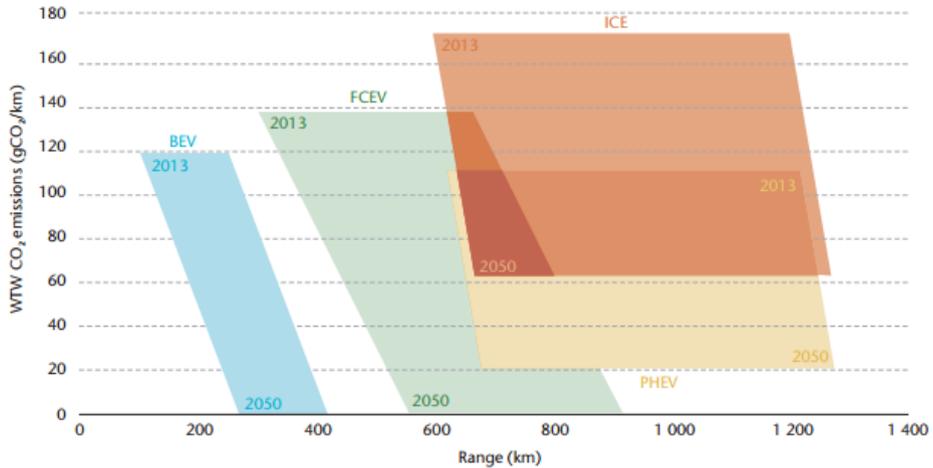
Country or region	Running FCEVs	Planned FCEVs on the road	
		2015	2020
Europe	192	5 000	~350 000
Japan	102	1 000	100 000
Korea	100	5 000	50 000
United States	146	~300	~20 000

Sources: Weeda et al. (2014), *Towards a Comprehensive Hydrogen Infrastructure for Fuel Cell Electric Cars in View of EU GHG Reduction Targets*; personal contact with US Department of Energy; Japanese registration number from database of Japan Automobile Dealers Association (JADA, March, 2015).

Tabla 7-1 Flota de vehículos de hidrógeno y objetivos de crecimiento (fuente: KÖRNER, A. (2015))

La tecnología actual se ha orientado por el uso del hidrógeno gaseoso a 35 y 70 MPa. Los tanques de 70 MPa aumentan la autonomía sin que suponga mucho impacto en el incremento del tamaño de los depósitos de almacenamiento.

El consumo de combustible ronda el kilogramo por cada cien kilómetros recorridos (100 km/kg de H₂) y los coches demostrativos alcanzan entre 500 y 650 km de autonomía. Desde el punto de vista de la conducción, el coche de hidrógeno es comparable al coche convencional y los tiempos de repostaje también los son, los FCEVs pueden ofrecer los mismos servicios de movilidad a costa de emisiones mucho más bajas que un coche de combustión interna actual si la vía de generación del hidrógeno es la adecuada (véase la Ilustración 7-5).



Notes: gCO₂/km = grams carbon dioxide per kilometre; WTW = wheel-to-wheel; the upper range of BEV emissions takes into account today's average world power generation mix, the lower range is based on 100% renewable electricity; the upper range of FCEV emissions takes into account a hydrogen production mix of 90% NG SMR and 10% grid electricity, the lower range is based on 100% renewable hydrogen; the lower range of PHEV emissions takes into account 65% electric driving; by 2050, a biofuel share of 30% is assumed for PHEVs and ICEs.

Ilustración 7-5 Emisiones Well to Wheel (WTW) vs. autonomía de vehículos de diferentes tecnologías (fuente: KÖRNER, A. (2015))

El coste de los vehículos sigue siendo muy alto. Algunos fabricantes como Toyota han establecido un precio de 60,000 \$ durante la primera fase de introducción de su vehículo insignia, el Toyota Mirai (Ilustración 7-6), en el mercado. Es probable que los precios que finalmente se establezcan al inicio de su comercialización sean menores que los costes de producción de los vehículos incentivando así al consumidor a comprar estos coches. Además, estos primeros modelos irán destinados a tecnófilos con altos ingresos y que vivan cerca de zonas donde se esté fomentando la construcción de estaciones de servicio (en inglés, Hydrogen Refueling Stations, HRS) como es el caso de California, Alemania, Japón o Corea del Sur.



Ilustración 7-6 El FCEV de Toyota, el Toyota Mirai (fuente: Toyota Motors)

El coste de la pila de combustible es el más importante a la hora de fabricar un coche de hidrógeno. Los retos a corto plazo se centran en reducir el coste de este equipo y de sus auxiliares así como de aumentar su tiempo de vida. Mientras que la economía de escala tiene un potencial enorme para bajar el precio de las pilas, el coste de los tanques de almacenamiento de alta presión está fuertemente relacionado con el costoso precio de los materiales compuestos de los que se fabrican, los cuales, se prevee que reduzcan su precio a menos velocidad. Esta es la razón por la cual los estudios más recientes se han centrado en acelerar la reducción de costes en los materiales compuestos (composites) para tanques de alta presión. Para ser capaces de reducir el precio del vehículo en sí, los fabricantes del mismo han decidido hacer un paquete tecnológico de pila de combustible que sea capaz de adaptarse al chasis de un coche convencional (véase la Ilustración 7-7).

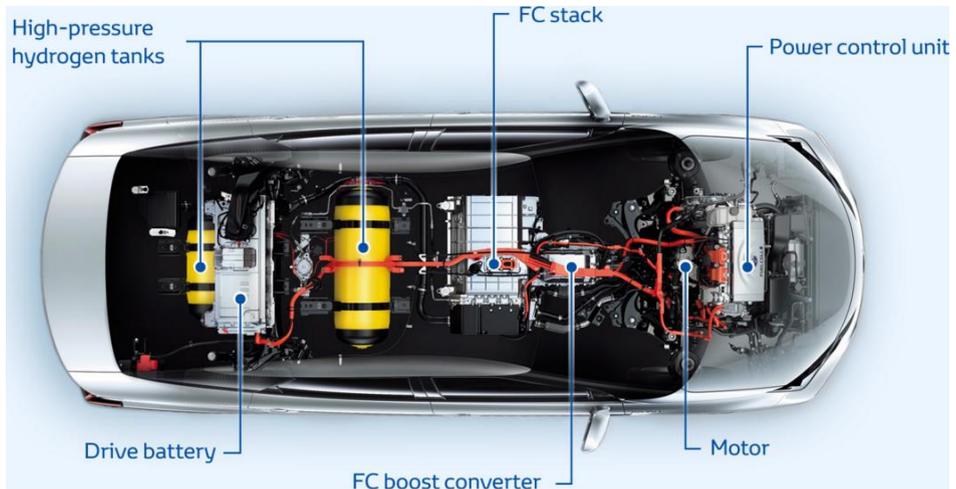


Ilustración 7-7 Pila de combustible y sus auxiliares adaptados al chasis convencional (fuente: Toyota Motors)

Para poder competir contra el coche convencional y demostrar sus ventajas, el coche de hidrógeno se quiere introducir en el segmento de tamaños de vehículos medio y superior. Inicialmente, las tecnologías novedosas son introducidas en vehículos de alta gama pero a largo plazo más de tres cuartas partes del mercado serán accesibles para la pila de combustible.

En este segmento del mercado del que se hablaba anteriormente, el mayor competidor para el FCEV es el híbrido plug-in. Comparado con los plug-in, el FCEV podría llegar a ser más barato, si se reduce el coste de las pilas, por el simple hecho de que los híbridos necesitan dos trenes de transmisión diferentes.

Las flotas de vehículos pueden jugar un papel crucial en el desarrollo de esta alternativa al coche clásico en la fase inicial de desarrollo del mercado. Repostar en puntos clave permite mantener los precios al mínimo y así optimizar el beneficio. El programa francés HyWAY, por ejemplo, busca promover y guiar el desarrollo de infraestructuras de hidrógeno, estaciones de servicio principalmente, precisamente con la creación de flotas de vehículos de hidrógeno, como acaba de hacer con el servicio postal del país gallo, que ha encargado a la empresa parisina SymbioFCCell la adaptación de una flota de Renault Kangoo (ver Ilustración 7-8 y

Tabla 7-2) para que trabajen con pila de combustible. El precio medio de este tipo de vehículos originalmente de MCIA a pila de combustible ronda los 40,000 – 50,000 €.



Ilustración 7-8 Kangoo adaptado con pila de combustible (fuente: Symbio FCell)

El nicho de mercado que supone el usuario particular puede también ser interesante si se abordan los puntos más críticos y que más miedo generan entre los consumidores: seguridad de los pasajeros frente a colisión, seguridad y facilidad en el repostaje o seguridad en túneles y parkings cubiertos.

Los vehículos pesados como los autobuses y los camiones también pueden adaptarse para propulsarse con hidrógeno. Numerosos proyectos lo demuestran a lo largo de todo el globo y de ellos se desprende como conclusión numerosas ventajas que hacen interesante la creación de flota de vehículos pesados. En el transporte público es muy común el uso de subvenciones para hacer rentable las empresas gestoras y por ello sería fácil el desarrollo de los sistemas de pila de combustible mediante subvenciones. Como principal ventaja del uso de este tipo de sistemas en el transporte público se encuentra la eliminación total de la polución

generada por los autobuses, especialmente en grandes ciudades densamente pobladas y con mucho tráfico rodado.

HyKangoo ZE with Fuel Cell Range Extender		Specifications & Features
Vehicle Specifications	Vehicle Type	Renault Kangoo ZE Light commercial vehicle
	Power system	Renault Kangoo Vehicle System Power Electronics
	Overall length	4.123 mm
	Width excluding/including wing mirrors	1829 mm / 2133 mm
	Engine output	44 kW (70hp)
	Torque	226 Nm
	Top speed (electronic governor)	81 mph
	Battery Range	100 miles (NEDC combined cycle)
	Hydrogen Range	200 miles
	Number of seats	2
	Payload	550 kg
	Carrying capacity	4,5 m3
	Tyres	Low rolling resistance
	Vehicle main features	ABS with EBD (Electronic Brake Distribution), Black flooring in cab area, Driver's airbag, Front seatbelts with pretensioners and load limiters, Tubular Bulkhead, Height adjustable steering wheel, Lights-on warning sound, 'Titanium' upholstery, Unglazed 180° asymmetric rear doors, 6 mounted load anchorage points, Front and rear disc brakes, Left side loading door - unglazed
	Vehicle specific features	Pre-heating/pre-ventilation in the cabin, Electric wing mirrors with temperature sensor, Z.E. dashboard, Z.E. onboard computer, Standard recharging socket (10-14A), Standard charging cord without integrated EVSE
	Main options available	Manual air conditioning, Cruise control with speed limiter, Carminat TomTom satellite navigation system, Rear parking sensors, Front passenger airbag, Front fog lights, Folding passenger seat, Additional side anchorage points in load area
	Battery recharging	Wall Box (Intelligent and secured recharging device)
H ₂ Range Extender	SymbioFCCell RE FC System	ALPS 5 kW FC stack, Air loop and H ₂ loop systems, Electronic DC/DC converter, control command system, CAN/Ethernet/WiFi/3G supervision and management systems, 74l hydrogen tank 20 years service lifetime guaranteed, 35 mpa, EC79-2009 and SAE J2600 standard compliant
Fuel (2)	Hydrogen storage capacity	1.72 kg
	H ₂ Quality	ISO/TS 14687-2:2008

(1) Vary according to customer specifications

(2) Vary according to the application power cycle and environment

Tabla 7-2 Características del Renault Kangoo de SymbioFCCell

En el sector de los camiones pesados el desarrollo de los sistemas de hidrógeno se prevee más complicado porque los motores diésel actuales alcanzan niveles de eficiencia muy elevados (hasta 40% a velocidad de crucero). Por ello, el futuro de la pila de combustible en el ámbito del transporte pesado parece incierto.

7.2.2. Hidrógeno T&D – Transportado y distribuido

Las estaciones de servicio de hidrógeno, o hidrogeneras como comúnmente se les denomina, pueden construirse bajo dos filosofías: pueden generar el hidrógeno en la misma estación mediante electrolizadores o reformadores de gas natural pequeños (lo que se denomina, producción on-site) o bien se puede producir a gran escala en una planta de producción y ser transportada hasta la estación de servicio posteriormente. Cada filosofía tiene sus pros y sus contras. La producción a gran escala del hidrógeno ofrece la ventaja de la economía de escala que le permite minimizar el coste del hidrógeno generado pero requiere de mayor inversión en transporte y distribución (T&D). Por el otro lado, la producción on-site minimiza el gasto en T&D pero añade costes a la producción en sí. Encontrar la configuración óptima de la red de generadores/productores de hidrógenos es clave y por ello es necesario hacer uno análisis exhaustivo, teniendo en cuenta muchos factores como pueden ser: la distribución geográfica de los recursos disponibles para la generación de hidrógeno (agua, electricidad, gas natural, metanol, etc), la existencia o no de líneas de transmisión y distribución, los puntos de demanda localizados y las distancias hasta ellos. Sin embargo, el sobre coste de las líneas de transporte que requieren las plantas de producción centralizada se ve amortizado por la economía de escala.

Existen muchas opciones dentro del T&D: transporte de hidrógeno gaseoso en camión, transporte de hidrógeno licuado en camión y bombeo de hidrógeno gaseoso a través de gaseoductos (véase la Tabla 7-3). Existe una relación entre costes fijos y costes variables: los camiones de hidrógeno gaseoso tienen un coste de inversión muy bajo pero un coste variable muy elevado como consecuencia de su baja capacidad de transporte. En los gaseoductos pasa todo lo contrario, costes de inversión muy altos pero costes de explotación muy bajos. Al final, la selección óptima depende de muchos factores entre los que se encuentran, la demanda de hidrógeno en la estación de servicio y la distancia T&D como los más importantes.

	<i>Capacity</i>	<i>Transport distance</i>	<i>Energy loss</i>	<i>Fixed costs</i>	<i>Variable costs</i>	<i>Deployment phase</i>
Gaseous tube trailers	Low	Low	Low	Low	High	Near term
Liquefied truck trailers	Medium	High	High	Medium	Medium	Medium to long term
Hydrogen pipelines	High	High	Low	High	Low	Medium to long term

Tabla 7-3 Comparativa de métodos de transporte y distribución del hidrógeno (fuente: KÖRNER, A. (2015))

7.2.3. Estaciones de servicio de hidrógeno – Hidrogeneras

Las hidrogeneras son un elemento muy importante en la cadena de suministro de combustible para los FCEVs ya que sin un número suficiente de ellas es imposible atraer al público a comprar estos vehículos. Los surtidores de hidrógeno pueden instalarse en estaciones de servicio multicomcombustible o en lugares donde se dispense hidrógeno exclusivamente.

La configuración de la estación de hidrógeno está determinada en gran parte por la demanda diaria de hidrógeno, la forma en la que el hidrógeno es almacenado en el vehículo, la forma en la que el hidrógeno es dispensado o la forma en la que es producido. Determinar el tamaño óptimo de la estación es un paso crítico. Una estación pequeña, de 50 ó 100 kg diarios, capaz de hacer unas 10 ó 20 recargas al día, puede ser suficiente al inicio de su desarrollo pero en el futuro, cuando el mercado esté maduro, estaciones de 2,000 kg día serán necesarias para abastecer a los usuarios.

La relación con el hidrógeno T&D es obvia. Para estaciones pequeñas merece la pena apostar por la producción on-site o el transporte en forma gas mientras que para estaciones grandes, de 500 kg/día o más, es preferible contar con alguna línea de suministro o gas licuado si no se cuenta con planta de producción on-site. La configuración de la estación implica además cierta dependencia del camino elegido lo que complica la toma de decisión ya que existen múltiples riesgos,

principalmente, relacionados con las previsiones del mercado de FCEVs y la demanda de hidrógeno. El riesgo de inversión asociado a las HRS tiene que mayormente con el alto capital invertido, los costes de operación y la infrautilización de la estación durante los años de desarrollo del mercado, lo que puede provocar flujos de caja negativos durante 10 ó 15 años (véase la Ilustración 7-9).

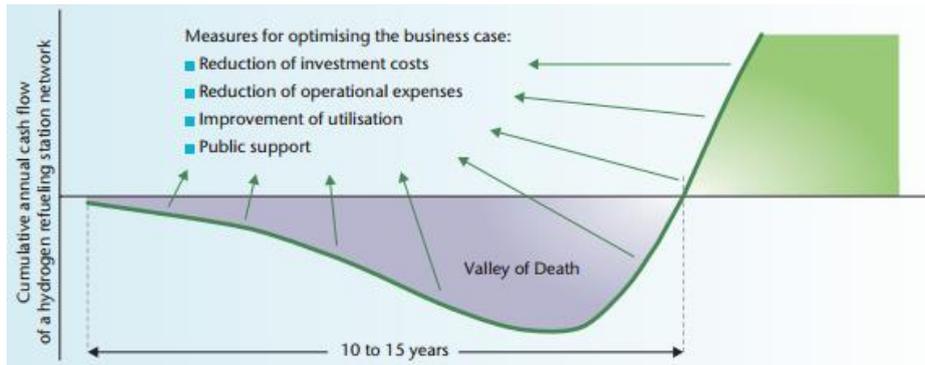


Ilustración 7-9 Cash flow acumulado para estaciones de hidrógeno durante los primeros años de desarrollo (fuente: KÖRNER, A. (2015))

Para reducir la fase inicial de pérdidas es necesario minimizar la inversión inicial y el coste operacional así como maximizar el uso de las instalaciones. Los mayores costes capitales se deben a la compresión y el almacenamiento del hidrógeno. Cuanto mayor es la presión de almacenamiento en los FCEVs mayor es el coste de los compresores que se necesitan (una estación a 35 MPa es tres veces menos costosa que una de 70 MPa). El coste de compresión puede ser minimizado entregando el hidrógeno a alta presión desde la planta de generación de hidrógeno, o reduciendo la presión requerida en el vehículo.

Concentrar las estaciones de servicio alrededor de los centros de demandas y conectarlos con corredores durante la fase de desarrollo podría ayudar a maximizar la utilización de estas estaciones. Existen muchas iniciativas al respecto como la California Fuel Cell Partnership (CaFCP) en los Estados Unidos, la H2Mobility en Europa o la Fuel Cell Commercialisation Conference of Japan (FCCJ). En la Tabla 7-4 se muestran las estaciones existentes y las previsiones de aquí a 2020.

Country or region	Existing hydrogen refuelling stations	Planned stations	
		2015	2020
Europe	36	~80	~430
Japan	21	100	>100
Korea	13	43	200
United States	9	>50	>100

Sources: Weeda et al. (2014), *Towards a Comprehensive Hydrogen Infrastructure for Fuel Cell Electric Cars in View of EU GHG Reduction Targets*; HySUT (2014), *Fuel Cell Vehicle Demonstration and Hydrogen Infrastructure Project in Japan*; FFC (2015), *Fuel Cell Commercialisation Conference in Japan (FCC)*, <http://fccj.jp/hystation/index.html#hystop>; personal contact with US Department of Energy.

Tabla 7-4 Estaciones de servicio públicas y objetivos anunciados en iniciativas de hidrógeno (fuente: KÖRNER, A. (2015))

Para cubrir el largo periodo de pérdidas se necesita el apoyo directo de los organismos públicos durante la fase de introducción del FCEV en el mercado. Existen estudios, como el realizado por Ogden et al, que dice que se necesitan entre 400,000 y 600,000 USD por estación de servicio hasta que el flujo de caja se invierta y empiecen a ser rentables por sí solas (Ogden, J. et al, 2014).

7.2.4. Coste del hidrógeno

El coste del hidrógeno por electrólisis se espera que varíe significativamente entre la actualidad y 2030. En la Ilustración 7-10 e Ilustración 7-11 se pueden observar los costes para distintos países de la zona euro lo que permite ver cómo afectan los distintos factores en función del país. Para entender mejor dichos precios se adjunta la Ilustración 7-12 que muestra el coste medio de la electricidad en los diferentes países que se comparan en las siguientes ilustraciones.

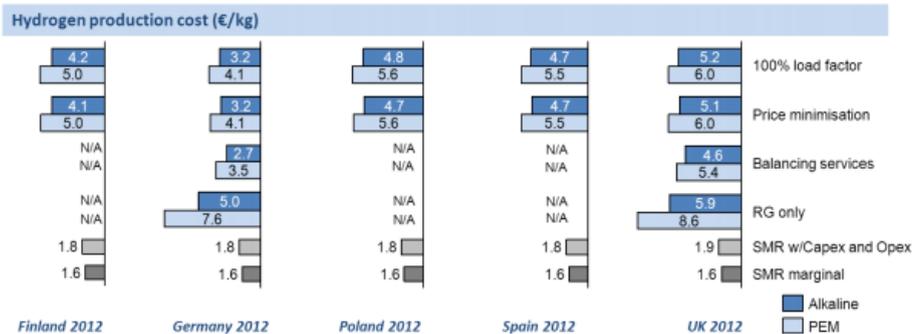


Ilustración 7-10 Costes de producción de hidrógeno en 2012 para diferentes mercados eléctricos (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

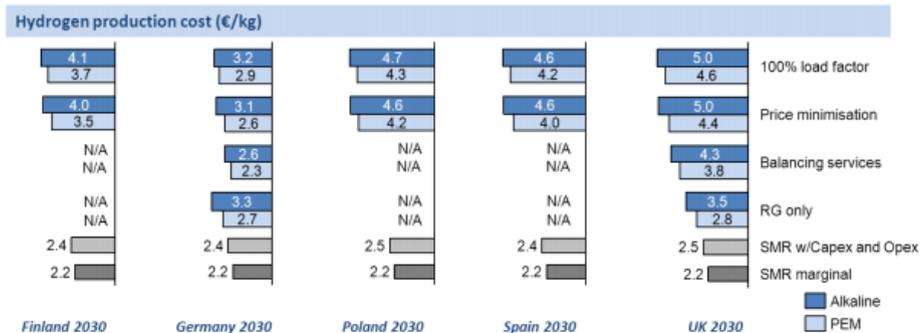


Ilustración 7-11 Costes de producción de hidrógeno en 2030 para diferentes mercados eléctricos (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

La mejor estrategia de operación para los electrolizadores poliméricos es alimentarse de la red eléctrica y dotarla de estabilidad variando su demanda en función de lo que le pida el operador de la red, por esta estabilización de la red, el gestor del electrolizador debe recibir una compensación económica.

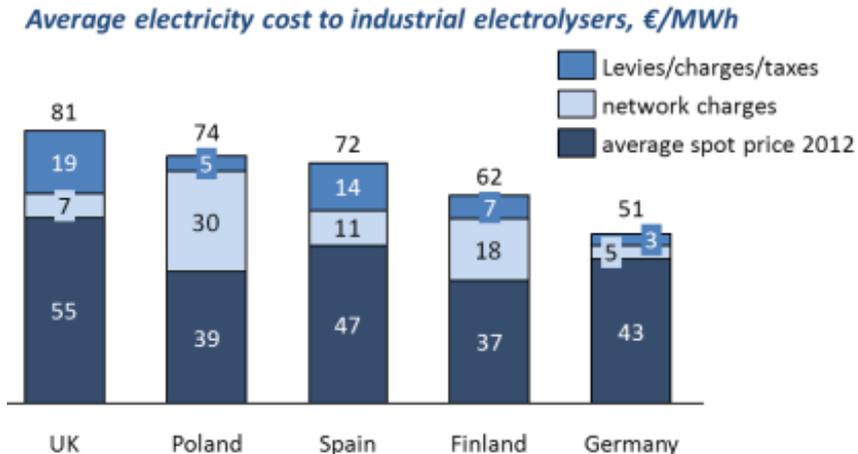


Ilustración 7-12 Precio medio de la electricidad en 2012 para los diferentes mercados (fuente: BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014))

7.3. Otras industrias del hidrógeno

La mayor parte del hidrógeno producido hoy en día es generado y usado en las propias industrias como hidrógeno captivo. En la Unión Europea, más del 60% del hidrógeno es captivo y un tercio es suministrado desde sub-productos. En general, el hidrógeno industrial ofrece una oportunidad significativa de reducir las emisiones de carbono pero el coste de este hidrógeno de bajo carbono es crítico.

7.3.1. El hidrógeno en la refinería

El hidrógeno se usa principalmente en la refinería para los procesos de desulfuración, hidrocrackeo e hidrotratamiento. La creciente demanda de combustibles de alta calidad con bajos contenidos de azufre, junto con inclinación del mercado hacia los “crudos dulces y ligeros” está propiciando cada vez más el

consumo de hidrógeno en las refinerías. En el pasado, el hidrógeno se producía a partir del nafta, que es un sub-producto de la refinería, usando un reactor catalítico.

Las previsiones de consumo de hidrógeno en refinería adivinan que la demanda se incrementará un 100% para el año 2030. Los lugares donde mayor incremento se espera son Norteamérica y Sudamérica debido a su uso de crudos super pesados y de arenas petrolíferas.

Además del refino de combustibles convencionales, los bio-combustibles de segunda generación demandan mucho hidrógeno para el proceso denominado hidrodeoxigenación.

7.3.2. El hidrógeno en las acerías

En las acerías se produce hidrógeno como parte de los gases sub-producto que se generan durante la coca. En general, estos gases se reutilizan para mantener los requerimientos térmicos de la propia acería.

Actualmente, el 71% de la producción de acero está basada en la reducción de mineral de hierro en altos hornos, donde coca, carbón o gas natural se emplean como agentes reductores. El arrabio obtenido reacciona posteriormente con oxígeno para eliminar el exceso de carbono y generar acero líquido.

Los gases ricos en hidrógeno se producen durante el proceso de fabricación de la coca y posteriormente en el alto horno además de en el horno de oxígeno. Estos gases tienen un poder calorífico lo suficientemente grande como para ser reutilizado en las propias acerías, evitando así tener que comprar otros combustibles y mejorando la eficiencia global de esta industria.

Los gases ricos en hidrógeno también se pueden usar como agentes reductores eliminando así la necesidad de usar coca. Se pueden conseguir grandes rebajas en la emisión de gases nocivos ya que el proceso de elaboración de la coca es muy contaminante.

8. CONCLUSIONES

La electrólisis polimérica y el hidrógeno como vector energético no son el sustituto del petróleo y ni del resto de combustibles fósiles pero sí son parte de la solución. Una solución que debe ser cien por cien sostenible y en ese conjunto de soluciones verdes ante la problemática del cambio climático, cada vez más evidente, el hidrógeno producido mediante electrólisis PEM juega un papel protagonista.

Gracias a su capacidad de integración con fuentes renovables permite eliminar de una vez por todas la lacra de la inseguridad o inestabilidad de una red eléctrica cada vez más limpia y renovable. Ahora, gracias a este método de almacenamiento energético existe la posibilidad de aprovechar toda la energía del viento o el sol sin tener que preocuparnos de desestabilizar la red ya que sistemas de electrólisis protónica podrán absorber los excedentes de energía que produzcan los molinos en cuestión de segundos y se adaptarán increíblemente bien al caprichoso viento que sopla cuándo quiere y cómo quiere. Y cuando el día esté nublado se usará la energía almacenada en el hidrógeno para garantizar que siempre haya luz donde se requiera.

Además, con una red bien pensada de hidrogeneras los coches podrán ir de Algeciras a Estambul sin contaminar el aire, no sólo con CO₂ que a fin de cuentas es un inerte sino que ya no se respirarán más NO_x o SO_x. Nunca más. Los coches no harán ruido, las calles permanecerán más tranquilas.

Pero este mundo del hidrógeno no es perfecto, como no lo es ningún otro, eso ya lo aprendemos con la segunda ley de la termodinámica, un viejo refrán escrito por científicos e ingenieros. Quien algo quiere, alto le cuesta. Es cierto que es una tecnología cara, en fase de desarrollo pero también lo eran los ordenadores en los años 70 cuando sólo los gobiernos, ejércitos o grandes empresas los tenían. Cuando eran enormes armarios que ocupaban salas enteras y veamoslos hoy en día.

Como decía la segunda ley, quien algo quiere...

9. BIBLIOGRAFÍA

- KÖRNER, A. (2015). Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells. Paris: IEA.
<https://www.iea.org/.../TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>
- BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., LEHNER, F., MADDEN, B., Y STANDEN, E. (2014). Development of Water Electrolysis in the European Union – Final Report. Laussane: E4tech y Cambridge: Element Energy.
<http://www.fch.europa.eu/node/783>
- STOLTEN, D. (2010). Hydrogen and Fuel Cells. Fundamentals, Technologies and Applications. Weinheim: WILEY-VCH.
- Toyota Motors:
<http://www.toyota.es/world-of-toyota/articles-news-events/new-toyota-mirai.json>
- SymbioFCCell:
<http://www.symbiofcell.com/en/>
- ACTA:
<http://www.actaspa.com/products/fuel-cell-and-electrolysis-catalysts/>
- Hydrogenics:
<http://www.hydrogenics.com/>
- Siemens:
<http://www.industry.siemens.com/topics/global/en/pem-electrolyzer/silyzer/pages/silyzer.aspx>
- www.hgenerators.com