

Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí

**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA**

TESIS

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO

“OBTENCION DE ENERGIA RENOVABLE Y LIMPIA, GENERADA A PARTIR DE
HIDROGENO Y DEMOSTRACIÓN DE SU APLICACIÓN EN UN VEHÍCULO A ESCALA”

DIRECTOR DE TESIS:
ING. HUGO ALMEIDA

AUTORES:
JORGE ENRIQUE BONILLA PAEZ
JONATHAN ALBERTO CABRERA CHÁVEZ

2011 – 2012

MANTA – MANABÍ – ECUADOR

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS

Yo Ing. Hugo Almeida en calidad de director de tesis, certifico que el trabajo investigativo realizado sobre:

“OBTENCION DE ENERGIA RENOVABLE Y LIMPIA, GENERADA A PARTIR DE HIDROGENO Y DEMOSTRACION DE SU APLICACIÓN EN UN VEHICULO A ESCALA”

Presentado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico fue elaborado bajo mi dirección, orientación y supervisión, sin embargo el proceso investigativo, los conceptos y los resultados son de exclusiva responsabilidad de los egresados:

Jorge Enrique Bonilla Páez y Jonathan Alberto Cabrera Chávez

Consecuentemente me permito dar su aprobación y autorización su presentación y sustentación de grado, hecho lo cual, la misión encomendada por las autoridades de esta academia.

Ing. Hugo Almeida

Director de Tesis.

AUTORIA DE LA TESIS

Dejo constancia que la presente tesis de grado con el tema:

“OBTENCION DE ENERGIA RENOVABLE Y LIMPIA, GENERADA A PARTIR DE HIDROGENO Y DEMOSTRACION DE SU APLICACIÓN EN UN VEHICULO A ESCALA”

Es el resultado del trabajo de investigación emprendido por los autores y cuya responsabilidad asumen los mismos:

Jorge Enrique Bonilla Páez

Jonathan Alberto Cabrera Chávez

APROBACION DEL TRIBUNAL DE GRADO

“OBTENCION DE ENERGIA RENOVABLE Y LIMPIA, GENERADA A PARTIR DE HIDROGENO Y DEMOSTRACIÓN DE SU APLICACIÓN EN UN VEHICULO A ESCALA”.

Sometido a consideración del Tribunal de Revisión y Sustentación legalizada por el Honorable Concejo de Extensión como requisito previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

APROBADO POR:

Director de Tesis	-----
Decano o Delegado	-----
Miembro del Tribunal	-----
Miembro del Tribunal	-----
Miembro del Tribunal	-----
Calificación promedio de sustentación	-----
Promedio de graduación	-----

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis Padres, Héctor y Amparo, por sus permanentes consejos y dedicación, en quienes encontré la guía de mi destino.

A mi abuela Olga, en cuyo ejemplo tuve todo el soporte que necesite en los momentos de oración.

A Amparito y Jessenia, por todos los momentos que disfruto de su compañía.

A mis maestros, por su paciencia, esmero y por compartirme sus conocimientos.

Al esfuerzo, dedicación y tenacidad del hombre en busca de sus ideales.

Al conocimiento, y al eterno aprendizaje.

Jonathan Cabrera

DEDICATORIA

Dedico este presente trabajo a mis padres que sin su ayuda y apoyo constante no hubiera sido posible alcanzar esta etapa de mi vida estudiantil y profesional, además incluyo a mis abuelos Rosa y Olmedo quienes desde siempre me enseñaron que en la constancia y el esfuerzo esta el éxito.

Sin importar la adversidad que en su juventud pasaron, alcanzaron su desarrollo profesional y moral.

Una dedicatoria especial a mis profesores que desde niño me empujaron a seguir mis ideales, y sobre todo a los que en los últimos años estuvieron conmigo regalándome sus conocimientos y anécdotas que son una inspiración para continuar en esta dura pero emocionante carrera que elegí.

Jorge Bonilla

AGRADECIMIENTO

Es un poco difícil recordar a todas aquellas personas que de una u otra manera, cada una a su tiempo, supo ayudarnos en nuestra formación profesional. Sin embargo, es nuestra obligación moral, decirles que su consejo, su apoyo, su orientación no fue desperdiciada. A tales personas, un infinito agradecimiento.

A nuestra Universidad, por ser la actora principal de nuestra superación académica, nuestros distinguidos maestros y honorables autoridades, por la sinergia mostrada a través de los años, en las aulas y corredores de esta Alma Mater.

A nuestros Padres, por ser el ejemplo que movió nuestra voluntad. Por su esfuerzo, su dedicación y su atención. La educación es la mejor herencia que un Padre deja a su Hijo, por esta inmejorable herencia, y desde lo más sincero de nuestras almas, gracias.

Las palabras son muy frágiles, al paso de los años. Por tal razón, hemos de agradecer a todos y por sobre todo a Dios, con nuestros actos profesionales y personales.

Jonathan Cabrera

Jorge Bonilla

INDICE GENERAL

CARATULA.....	1
APROBACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS.....	2
AUTORÍA DE TESIS.....	3
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO.....	4
DEDICATORÍAS.....	5 – 6
AGRADECIMIENTO.....	7
INDICE GENERAL.....	8 – 10
JUSTIFICACION DEL TEMA Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA....	11 – 12
OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS.....	13
MEDOTOLOGÍA A APLICARSE.....	14
CAPITULO 1: EL HIDROGENO.....	15
1.1 Introducción.....	15 – 20
1.2 Producción.....	20 – 23
1.2.1 Procesos de producción.....	23 – 50
1.2.2 Implantación de las fuentes.....	50 – 83

1.3 Almacenamiento.....	84 – 86
1.3.1 Hidrógeno comprimido.....	87 – 89
1.3.2 Hidrógeno líquido.....	89 – 91
1.3.3 Hidruros metálicos.....	91 – 92
1.3.4 Otros métodos de almacenamiento.....	93
1.4 Transporte y distribución.....	94 – 101
1.5 Normativa y seguridad.....	101
1.5.1 Hidrogeno y seguridad.....	101 – 104
1.5.2 Legislación y normalización.....	105 – 106
CAPITULO 2: PILAS DE COMBUSTIBLE.....	107
2.1 Ecuaciones de comportamiento.....	107
2.1.1 Introducción.....	107 – 108
2.1.2 Trabajo reversible y potencial de equilibrio.....	108 – 115
2.1.3 Comportamiento en circuito cerrado.....	115 – 120
2.1.4 Prestaciones.....	120 – 121
2.1.5 Eficiencia de una Pila de Combustible.....	121 – 129
2.2 Tipologías de pilas de combustible.....	129
2.2.1 Componentes de una pila de combustible.....	129 – 132
2.2.2 Tipos de pilas de combustible.....	132 – 163

2.3 Aplicaciones.....	163 – 164
2.3.1 Aplicaciones estacionarias.....	165 – 183
2.3.2 Aplicaciones al transporte.....	183 – 194
2.3.3 Aplicaciones portátiles.....	194 – 195
CAPITULO 3: COMBUSTION DIRECTA DE HIDROGENO.....	196
3.1 Introducción.....	196 – 199
3.2 Combustión de hidrogeno en motores alternativos.....	199 – 200
3.3 Combustión de hidrogeno en turbinas de gas.....	200 – 201
3.4 Proyectos significativos.....	201 – 204
CAPITULO 4: CARACTERISTICAS, PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL VEHICULO ESCALA.....	205 – 210
CAPITULO 5: ECONOMIA DEL HIDROGENO.....	211 – 222
CAPITULO 6: COMPARACION CON OTROS TIPOS DE ENERGIA.....	223 – 230
CAPITULO 7: IMPACTO AMBIENTAL.....	231 – 235
CAPITULO 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	236
ANEXOS.....	237 – 244

JUSTIFICACION DEL TEMA

Con el desarrollo tecnológico del ser humano a través de su evolución en la historia, la contaminación ambiental ha venido íntimamente ligada a este avance. Razón por la cual el mundo entero ha emprendido una búsqueda científica que permita mitigar los efectos ambientales ocasionados por la generación de energía eléctrica y su consumo indiscriminado por parte de los sectores industrializados.

En los actuales momentos, nuestra civilización depende mucho de los combustibles fósiles, pues no se han desarrollado energías sustitutas al petróleo, sobre todo en lo referente a la transportación de personas y productos.

Por otra parte el abuso de materias no renovables como el gas metano, carbón y otros, han dado origen a nuevos problemas ambientales y su futura extinción, que desembocan en una alarmante realidad tanto para nuestra época y para futuras generaciones, quienes en el peor de los escenarios no podrán disfrutar de un ambiente limpio, necesario para un óptimo desarrollo humano, un derecho vital.

El Ecuador, y más específicamente nuestra provincia de Manabí no puede ni debe quedarse al margen de esta búsqueda de soluciones prácticas, eficaces y amigables con el medio ambiente sin detener el próspero avance de la humanidad. En tal virtud, una de esas soluciones, es la que actualmente proponemos, utilizando un elemento natural y abundante en el universo, como lo es el hidrógeno.

Con el hidrógeno se puede obtener energía, a través de una pila de combustible, la cual es una fuente de energía constante mientras se le proporcione el elemento básico de generación, cuyo residuo de producción es el mismo hidrógeno, que al combinarse con el oxígeno de nuestra atmósfera se convierte en vapor de agua, completando un ciclo de renovación natural, altamente ecológico.

Tecnología que ya es aplicada en otros países comprometidos con la preservación de nuestro ambiente, proceso que presentamos actualmente como un punto de partida para nuevos alumnos, que sientan este compromiso y desarrollen nuevas ideas y

conocimientos para que en un futuro, esperamos no muy lejano, pueda construirse en nuestra provincia lo que ahora exhibimos como un modelo a escala; es decir, un automóvil, cuya fuente primaria de energía sea el hidrogeno.

Además tomamos en consideración que la fuente primaria de energía que actualmente utilizamos están por alcanzar un punto crítico de escases y extinción, es nuestra responsabilidad social, dar a conocer esta solución ambiental, para que personas y empresas inviertan en el desarrollo de esta fuente de energía, puesto que en las actuales circunstancias su producción a baja escala conlleva a una fuerte inversión económica. Conocemos que la producción a gran escala de los elementos necesarios para utilizar el hidrogeno como energía, abarata costos en el proceso en sí, por lo tanto es necesario atraer al sector industrial de nuestro país para crear departamentos de investigación y desarrollo de esta fuente de energía.

Ningún progreso sería posible sin energía. Somos conscientes de ello, pero sin embargo, este consumismo está amenazando los recursos naturales del propio planeta y contribuyendo a la destrucción de nuestro ambiente.

Es urgente plantear una nueva ruta de progreso, coherente con nuestra actual situación, es decir tecnologías que nos permita desarrollar a nuestra humanidad de una forma amigable con el ambiente, garantizando el bienestar y salud de la población.

El apoyo gubernamental en la actualidad ha tomado la iniciativa en impulsar la investigación científica de estas tecnologías. Y desde el punto legislativo, ha contribuido con leyes y reglamentos a favor de la tierra. Es por esto, que muchos profesionales y no profesionales han empezado a estudiar, crear y desarrollar nuevas fuentes de energía.

Falta aún, mucho por descubrir acerca de las bondades de este elemento químico, pero he aquí una pauta, para que futuros estudiantes, conozcan y se interesen por esta tecnología.

OBJETIVOS

Objetivos Generales

- Presentar una nueva tecnología que sustituya al petróleo para el transporte terrestre.
- Dar una iniciativa para el estudio de mas fuentes alternativas no contaminaste para nuestro desarrollo industrial y tecnológico.
- Fomentar una conciencia social acerca de la preservación del ambiente.

Objetivos Específicos

- Motivar a los nuevos estudiantes y profesionales para que desarrollen nuevas fuentes de energía vinculando al bienestar de nuestro planeta.
- Invocar a la institución académica para que se comprometa en la solución de esta y otras problemáticas ambientales a través del estudio de nuevas tecnologías.

METODOLOGIA A APLICARSE

Es un proyecto de desarrollo tecnológico en el cual se aplicaran métodos teóricos como:

- ✓ Análisis y síntesis
- ✓ Inducción y deducción
- ✓ Hipotético – deductivo
- ✓ Análisis del histórico y del lógico
- ✓ Modelación de ideas
- ✓ Enfoque en el sistema
- ✓ Método dialectico

“Es el compromiso social de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí, a inculcado en nuestra formación profesional”

CAPITULO 1: EL HIDROGENO.

1.1 Introducción.

El hidrógeno es un combustible en el que se están depositando muchas esperanzas y al que se está dedicando un gran esfuerzo investigador. Sin embargo, el hidrógeno no es un combustible más. Por una parte tiene unas propiedades físicas y químicas bastante diferenciadas de los demás combustibles; por otra, no es un recurso natural, es decir, no se encuentra de forma aislada en la naturaleza, sino que se encuentra combinado en otros compuestos, como los hidrocarburos o el agua.

El hecho de que el hidrógeno no se encuentre de manera aislada en la naturaleza obliga a tener que obtenerlo por distintos procedimientos, siendo éste un cuello de botella para su uso masivo en el futuro, y uno de los campos en los que más recursos se están invirtiendo, pues muchas de las ventajas de su uso pueden quedar anuladas en función del procedimiento empleado en su obtención. Una vez producido, sus peculiares propiedades físicas y químicas dificultan en gran medida las tareas de manipulación, especialmente las relacionadas con su almacenamiento, transporte y distribución.

A la vista de lo anterior, parece que todo es inconveniente. Entonces, ¿por qué ese fuerte apoyo tanto por parte de Estados Unidos como de la Unión Europea?, ¿a qué se debe ese empuje o confluencia a la “economía del hidrógeno”? Las razones son muy poderosas:

➤ Razones de eficiencia energética.

La energía química del hidrógeno puede ser convertida de forma directa en energía eléctrica, sin el paso intermedio del accionamiento térmico de un ciclo de potencia. Esta conversión directa se lleva a cabo en las llamadas pilas de combustible, capaces de convertir por medios electroquímicos la energía química del hidrógeno en energía eléctrica. La supresión del ciclo termodinámico intermedio permite superar las limitaciones impuestas por el rendimiento de Carnot, alcanzándose así elevados rendimientos energéticos. La energía eléctrica producida puede emplearse tanto con

fines estacionarios (electricidad como energía final para consumidores industriales, domésticos y de servicios) como con fines de transporte, mediante su uso en vehículos eléctricos. Incluso se puede emplear en aplicaciones portátiles en las que la típica batería sería reemplazada por un cartucho de hidrógeno o metanol y una pila de combustible.

➤ **Razones de dependencia energética.**

En la actualidad hay una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, de los que quedan cantidades finitas. Así, las reservas de petróleo se estiman en 40 años, las de gas natural en 60 y las de carbón en 200 [IEA_02]. Esta limitación de reservas va unida en muchas ocasiones a una elevada concentración de los yacimientos (muy elevada en el caso del petróleo, menor en el del gas natural y reducida en el caso del carbón), lo que facilita presiones políticas por parte de los países productores. Estas dos circunstancias obligan a volver la vista hacia otras fuentes energéticas: renovables y nuclear. Si bien el hidrógeno no es una fuente energética sí facilita el transporte y almacenamiento de ellas, y puede ser producido a partir de fuentes renovables y nucleares, por lo que puede jugar un papel importante en cuanto a la reducción de la dependencia energética, que también se ve favorecida por el elevado rendimiento en la conversión.

➤ **Razones medioambientales.**

Aunque de manera indirecta las razones anteriores repercuten de manera favorable en el medio ambiente, existe una ventaja adicional para el uso con fines energéticos del hidrógeno: su combustión sólo libera vapor de agua, libre de CO₂. Esto supone que si en el proceso de producción no se ha emitido CO₂ (habiendo varias alternativas para ello), la producción de electricidad a partir de hidrógeno está libre de emisiones de CO₂, al igual que la electricidad producida por vía renovable y nuclear.

Sin embargo, la ventaja de producir hidrógeno a partir de energía renovable es que permite regularizar la frecuente aleatoriedad de la producción eléctrica con

renovables, pudiendo además destinar la energía eléctrica a aplicaciones de transporte y portátiles, siendo las primeras un importante contribuyente a las emisiones de CO₂. Todo lo anterior justifica la apuesta tanto de Estados Unidos como de la Unión Europea por el paso de la actual economía energética basada en combustibles fósiles a una economía energética basada en el hidrógeno.

Como ya se ha dicho, el hidrógeno no es un recurso sino un vector energético, es decir, un portador de energía. Esto supone que se ha de producir a partir de fuentes energéticas, conteniendo una cierta cantidad de energía una vez producido. En la [Tabla I-1] se recogen las densidades energéticas (volumétricas y másicas) de diversos combustibles en su forma habitual de suministro. Se aprecia que el hidrógeno es capaz de almacenar aproximadamente el triple de energía por unidad de masa que los demás, pero al ser tan ligero (89,3 g/Nm³) es el que menor energía almacena por unidad de volumen (aproximadamente la tercera parte del gas natural, que se sirve canalizado). Este hecho implica ciertos problemas en el transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno, comparado con la gasolina o el butano, especialmente en aplicaciones en las que el hidrógeno deba ser desplazado por el sistema (aplicaciones de transporte y portátiles).

[Tabla I-1] Densidades energéticas de diversos combustibles

	Densidad [kg/m ³]	Energía almacenada		
		Volumen [kWh/m ³]	Volumen [kWh/Nm ³]	Masa [kWh/kg]
H ₂ líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2.375	3	33,59
H ₂ gas (300 bar; 25°C)	20,55	690		
H ₂ gas (700 bar; 25°C)	47,96	1.611		
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	10	13,93
Butano líquido (25°C)	550	7.000	33	12,73
Gasolina	750	9.270	–	12,36

En tanto que vector energético, el hidrógeno precisa un elemento de conversión final, que puede ser directo o indirecto. Las pilas de combustible son un sistema directo de conversión de energía, es decir, transforman la energía química del hidrógeno en energía eléctrica; los motores de combustión interna (alternativos o turbinas de gas) transforman la energía química del hidrógeno en energía mecánica, la cual puede ser empleada para mover un alternador o como propulsión para un sistema de transporte. Aunque los problemas técnicos inherentes a la combustión de hidrógeno son menores que los que se presentan en las pilas de combustible, hoy día el impulso y el apoyo gubernamental a éstas últimas es mucho mayor que a los primeros, estando justificado por su mayor eficiencia y, posiblemente, por las presiones de los asesores científicos a los organismos gubernamentales.

Las pilas de combustible presentan elementos en común tanto con las baterías como con los motores de combustión interna. Así, las pilas de combustible se asemejan a las baterías en que es la electroquímica la que rige el comportamiento de ambas, produciendo así los dos dispositivos corriente continua. Por el contrario, las pilas de combustible se diferencian de las baterías en que no almacenan energía, sino que transforman la energía química de un flujo de hidrógeno en electricidad de modo continuo, cesando la producción eléctrica al cesar el suministro de hidrógeno. Esta característica de producción continua de electricidad es común al motor de combustión interna, si bien éste está sometido al límite de Carnot y la pila de combustible no.

La [Figura I-1] [HLG_03] resume todo el “ciclo” del hidrógeno. En el semicírculo superior se presentan las principales fuentes energéticas de las que se puede extraer (combustibles fósiles, energías renovables y energía nuclear), con la indicación de algunos procedimientos; el semicírculo inferior indica los usos finales de la energía, indicando los sistemas de conversión (pilas, motores alternativos y turbinas). De forma más específica, la [Figura I-2] [HLG_03] aborda los principales tipos de pilas y sus aplicaciones.

expectativas, la economía del hidrógeno beneficiará al mundo proporcionando mayor seguridad energética y mayor calidad medioambiental. Ahora bien, para alcanzar este objetivo se requieren superar muchos desafíos técnicos, sociales y políticos”. Como se deduce del enunciado anterior, para la implantación de la economía del hidrógeno se requiere alcanzar la sostenibilidad tanto en los sistemas de producción como en los de conversión. En esta primera parte del libro se abordará el primer aspecto, dedicando la segunda a los sistemas de conversión.

1.2 Producción.

Puesto que el hidrógeno no se encuentra aislado en la naturaleza es preciso obtenerlo a partir de otras materias primas llevando a cabo ciertos procesos de transformación.

Aparentemente la producción de hidrógeno no debería ser un problema que requiriese investigación, pues hoy día se produce hidrógeno con fines industriales mediante procedimientos suficientemente probados.

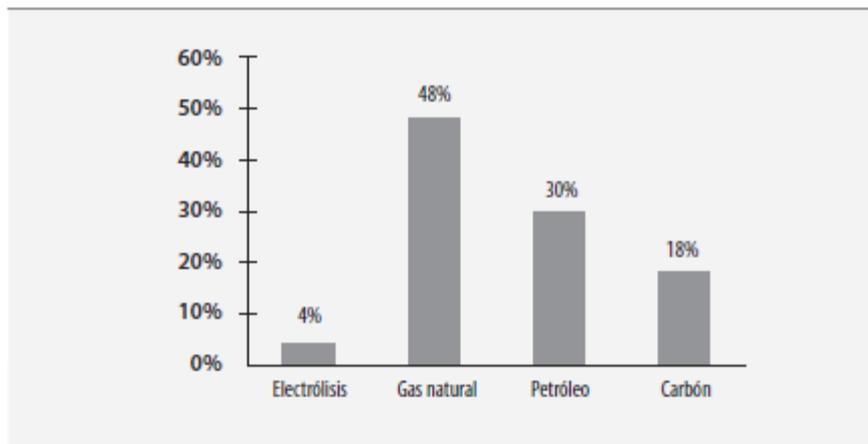
Actualmente se producen en el mundo aproximadamente 41 millones de toneladas de hidrógeno, que representan un valor energético de 5.000 TJ . La demanda de energía primaria mundial en 2003 fue de 9.741 Mtep 4×10^8 TJ, mientras que en la Unión Europea de los 15 fue de 1.500 Mtep [FORO05]. Esto significa que con el hidrógeno producido en el mundo se cubrirían apenas 12 ppm de las necesidades mundiales de energía primaria o 81,2 ppm de las necesidades de la Unión Europea de los 15. Resulta evidente, por tanto, que si se desea alcanzar un escenario de economía del hidrógeno es preciso producirlo de manera masiva y a partir de una elevada diversidad de fuentes en aras a poder garantizar el abastecimiento energético.

En la [Figura I-3] se representan las fuentes energéticas de las que se obtiene el hidrógeno actualmente, produciéndose casi la mitad a partir del gas natural. En

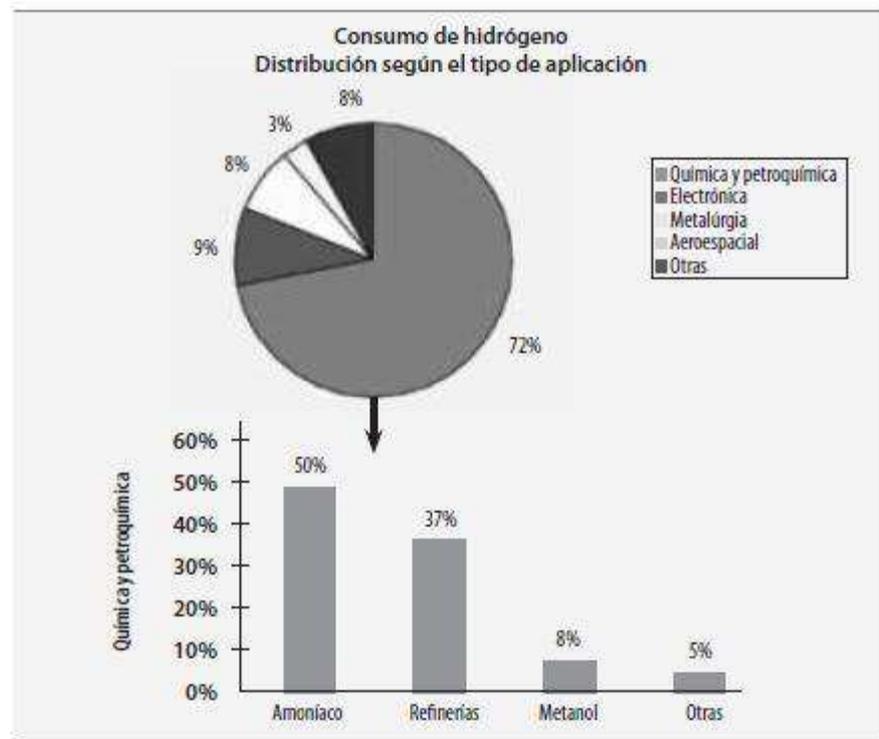
concreto, el 96% del hidrógeno requiere como energía primaria combustibles fósiles, siendo el 95% de la producción “cautiva”, es decir, se produce a partir del consumo propio de las industrias que lo demandan. En la [Figura I-4] se muestran los usos que actualmente se dan al hidrógeno, siendo de tipo químico el 72% y nada para fines energéticos.

Estas cifras demuestran que los sistemas productivos actuales no están preparados para satisfacer las demandas de la “sociedad del hidrógeno”, siendo necesario actualizarlos.

[Figura I-3] Origen del hidrógeno producido en la actualidad



[Figura I-4] Aplicaciones actuales del hidrógeno

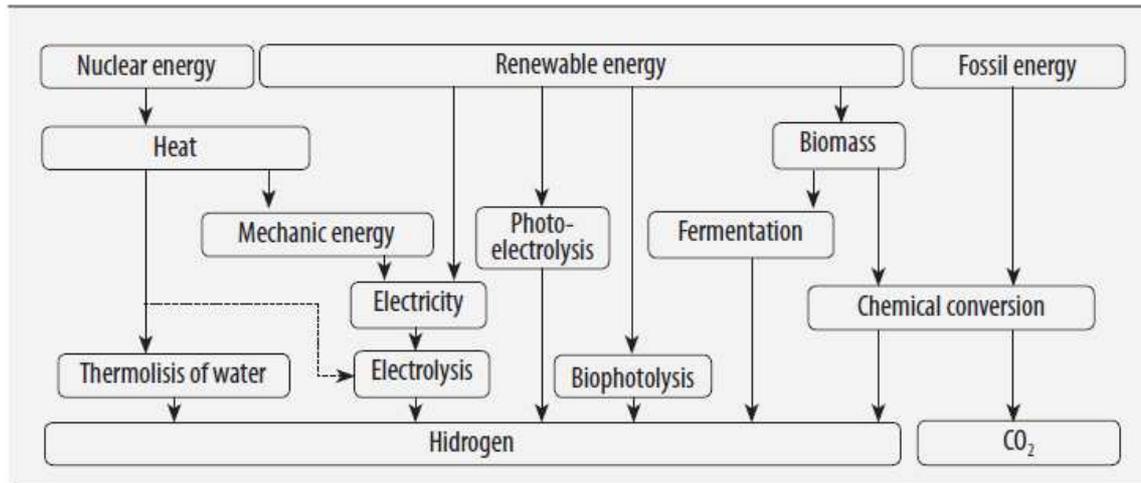


Afortunadamente los métodos para producir hidrógeno son muy variados, admitiendo varios de ellos tanto esquemas centralizados y masivos como descentralizados. En la [Figura I-5] se muestran los principales caminos de obtención, adaptados de Turner.

En la gráfica se aprecia que si se realiza una clasificación atendiendo a las fuentes varias de ellas comparten el mismo proceso. Así, la electrólisis se puede llevar a cabo a partir de energía nuclear o de energía eólica, siendo el proceso físico el mismo. Algo similar ocurre con los procesos de termólisis, que pueden ser activados desde la energía nuclear o desde la energía solar de alta temperatura (no representado en la Figura). La gasificación es otro ejemplo de proceso que se puede aplicar al carbón (combustible fósil) o a la biomasa (renovable). Es por ello que para no repetir contenidos se va a establecer, en primer lugar, una exposición de los métodos de obtención de hidrógeno basada en los procesos y no en las fuentes. Seguidamente se

abordarán los sistemas de implantación desde las diferentes fuentes para utilizar los procedimientos descritos.

[Figura I-5] Métodos de producción de hidrógeno (adaptado de [TURN99])



1.2.1 Procesos de producción.

Conversión química

La designación de procesos de conversión química resulta muy amplia, pudiendo aplicarse tanto a combustibles fósiles (carbón e hidrocarburos) como a fuentes renovables (biomasa). Los principales procesos son:

- Reformado.
 - ✓ Reformado con vapor de agua.
 - ✓ Oxidación parcial.
 - ✓ Reformado auto térmico.
- Pirolisis.
- Gasificación.

En todos los procesos anteriores se produce CO₂ en mayor o menor medida, siendo posible secuestrarlo. Este secuestro resulta necesario si el proceso se aplica a un combustible fósil de cara a lograr la limpieza medioambiental atribuible al hidrógeno. Si el proceso se aplica a biomasa la captura de CO₂ produciría una emisión negativa de CO₂, aunque quizás el coste económico no se vea justificado.

Procesos de reformado

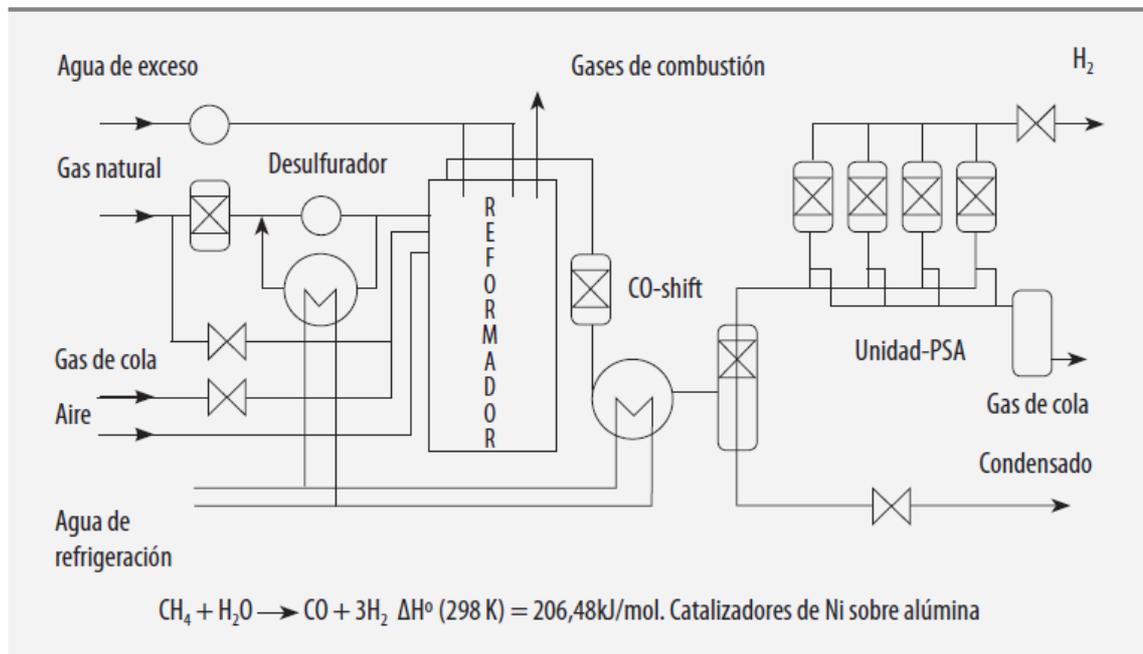
Los procesos de reformado son el más habitual hoy día para la obtención de hidrógeno.

Desde un punto de vista termodinámico se pueden clasificar en endotérmicos y exotérmicos. Los primeros requieren el aporte de calor desde una fuente externa, como en el reformado con vapor de agua; los segundos liberan calor en la reacción, siendo el caso de la oxidación parcial. En el reformado auto térmico se produce una combinación de los dos procesos, obteniéndose un balance neto de calor nulo.

Reformado con vapor de agua

El proceso de reformado con vapor de agua SMR, “Steam Methane Reforming” se puede aplicar a gran variedad de hidrocarburos (gas natural, GLPs, hidrocarburos líquidos, etc.) y alcoholes. De todos ellos el más utilizado por su disponibilidad y facilidad de manejo es el gas natural, que es para el que se particularizarán las reacciones químicas expuestas seguidamente. El proceso consta de tres fases que se desarrollan en equipos diferentes, tal como muestra la [Figura I-6].

[Figura I-6] Esquema del proceso de reformado con vapor de agua



La reacción que se verifica en la primera fase es la de reformado propiamente dicho, Ecuación [I-1]3, que posee una entalpía de reacción estándar de +206,14 kJ/mol, es decir, es endotérmica. Se produce a temperaturas alrededor de 900°C en unos tubos por los que circulan el metano y el vapor de agua a través de lechos catalizadores de base de níquel. Los tubos están contenidos en un horno cuya temperatura es de alrededor de 960°C, que se mantiene mediante quemadores.



A la salida del reformador el gas se dirige a la unidad de desplazamiento de CO “CO-shift” en la que se verifica la reacción [I-2] sobre catalizadores de cobre, que posee una entalpía de reacción estándar de -41,17 kJ/mol, siendo por tanto exotérmica.

La cantidad de calor liberada y su nivel de temperatura no es suficiente para satisfacer totalmente la demanda de la reacción de reformado, por lo que parte del gas natural se emplea en los quemadores para mantener la temperatura de operación del reformador. El calor liberado en la reacción de desplazamiento se aprovecha para precalentar el gas natural a su entrada al reformador, como se ilustra en la [Figura I-6].



El gas producido como consecuencia de las reacciones [I-1] y [I-2] pasa por un condensador en el que se le retira el vapor de agua y finalmente llega a la tercera fase del proceso, la de depuración. El gas que llega a esta unidad es un gas rico en H₂ con CO₂, restos de agua, CO y CH₄. Esta corriente gaseosa se depura en un sistema separador de membranas o de adsorción-desorción PSA, “Pressure Swing Adsorption” de donde se obtiene hidrógeno con una pureza de, 99,999 %. Los gases adsorbidos constituyen el llamado “gas de cola” que, al ser combustible, se recircula hacia los quemadores del reformador.

El rendimiento del proceso de reformado de gas natural con vapor de agua se sitúa aproximadamente en el 80% (medido respecto a los poderes caloríficos inferiores del hidrógeno producido y del gas natural consumido).

Aunque minoritario, también es posible aplicar el reformado con vapor de agua a alcoholes y a gasolinas. La utilización de alcoholes, especialmente de metanol, resulta menos endotérmica que la del gas natural y se verifica a temperaturas mucho más bajas (200 a 300°C), alcanzándose conversiones próximas al 99%. Este hecho hace que este tipo de reformado sea interesante para producir hidrógeno embarcado en aplicaciones de transporte a partir de metanol mediante un reformador. Sin embargo, esta aplicación está perdiendo interés a medida que las pilas de combustible de metanol directo (supresión del reformador) van alcanzando un nivel suficiente de desarrollo.

Sí resulta interesante, no obstante, el reformado de alcoholes si éstos han sido obtenidos a partir de la biomasa, ya sea en forma de bioetanol o de metanol obtenido de la biomasa a partir de un gas de síntesis obtenido de tratamientos termoquímicos (gasificación y pirolisis). De estas dos aplicaciones la obtención a partir de biocombustibles (bioetanol) no parece razonable, pues éstos pueden ser empleados directamente en motores alternativos.

Oxidación parcial

La oxidación parcial (PO), “Partial Oxidation” consiste en una oxidación incompleta de un hidrocarburo, por ejemplo gas natural, donde sólo se oxida el carbono (y sólo hasta CO), quedando libre el hidrógeno, según la reacción [I-3]. La entalpía estándar de reacción es de -36 kJ/mol, siendo por tanto una reacción exotérmica, pudiendo así prescindir de quemadores externos para mantener la reacción.



La reacción se verifica con oxígeno puro o con aire en presencia de catalizadores y transcurre a temperaturas superiores a 800°C. La elevada presencia de CO en el gas obtenido tiene el riesgo de la deposición de carbonilla, especialmente si la reacción ocurre a presión elevada, lo que es deseable para lograr reformadores más compactos. Esta carbonilla depositada sobre los catalizadores inhibe la continuación del proceso.

El CO formado se puede eliminar oxidándolo para formar CO₂ o bien desplazándolo con agua según la reacción [I-2] para obtener más hidrógeno y nuevamente CO₂.

El hecho de que la reacción sea exotérmica y de que se active con facilidad abre una expectativa interesante a la POX como medio para producir hidrógeno embarcado en

aplicaciones de transporte, al poder utilizar así la experiencia de vehículos alimentados con gas natural. En este caso no sería factible la captura de CO₂.

La eficiencia del proceso es de alrededor del 70% en grandes producciones industriales.

Reformado auto térmico

El reformado auto térmico ATR, “Auto -T emal Refo min ” es un proceso bien estudiado aplicado industrialmente en grandes unidades centralizadas. Sólo recientemente se ha trasladado esta tecnología a pequeños equipos. Se trata de un método que combina el SMR y el POX, de modo que el calor liberado en el último se aproveche para el primero, dando lugar a un balance neto nulo.

El CO producido es desplazado con agua para producir más hidrógeno y CO₂. La eficiencia del proceso es similar a la del método de oxidación parcial.

Procesos de pirolisis

La pirolisis consiste en la descomposición de un combustible sólido (carbón o biomasa) mediante la acción de calor (normalmente a unos 450°C para la biomasa y 1.200°C para el carbón) en ausencia de oxígeno. Los productos finales de este proceso dependen de la naturaleza del combustible empleado, de la temperatura y presión de la operación y de los tiempos de permanencia del material en la unidad. Los productos que se pueden obtener son:

- ✓ Gases compuestos por H₂, CO, CO₂ e hidrocarburos (normalmente metano).
- ✓ Líquidos hidrocarbonados.
- ✓ Residuos carbonosos (coque).

Desde el punto de vista de la producción de hidrógeno interesa controlar la reacción para que se produzca un gas de síntesis (CO y H_2) que posteriormente puede ser acondicionado mediante la reacción de desplazamiento (Ecuación |I-2|) y un proceso de purificación, similar a las dos últimas fases del reformado con vapor de gas natural.

La pirolisis ha sido utilizada desde hace bastante tiempo para obtener el llamado “gas de hulla”, en el que se introduce la hulla en un horno sin aire a $1.200\text{ }^\circ\text{C}$ lográndose la descomposición de ésta en coque y un gas con 50% de H_2 , 10% CO , 2% de CO_2 , 30% de CH_4 , 4% de N_2 y 4% de otros hidrocarburos. Se lograban producciones de 350 g de gas por cada kg de hulla, obteniéndose como subproducto 650 g de coque.

También resulta interesante la aplicación de la pirolisis a los residuos sólidos urbanos logrando obtenerse líquidos hidrocarbonados que posteriormente pueden ser reformados para obtener hidrógeno.

Procesos de gasificación

El proceso de gasificación consiste en una combustión con defecto de oxígeno en la que se obtiene CO , CO_2 , H_2 y CH_4 , en proporciones diversas según la composición de la materia prima y las condiciones del proceso. El oxígeno se limita entre un 10 y un 50% del estequiométrico y la temperatura oscila entre 700 y 1.500°C . La gasificación puede aplicarse tanto a la biomasa como al carbón.

Si la reacción se efectúa con aire se obtiene un “gas pobre” (gasógeno) que en el caso de proceder de carbón o coque contiene entre un 25 al 30% de CO , 65 al 70% de N_2 y algo de O_2 y CO_2 . Para obtener hidrógeno sería necesario efectuar una reacción de desplazamiento (Ecuación |I-2|) sobre dicho gas. Por el contrario, si la reacción se verifica con oxígeno y vapor de agua se obtiene un gas de síntesis (H_2 y CO) que puede ser empleado, además de para producir hidrógeno, para obtener combustibles líquidos como metanol y gasolina.

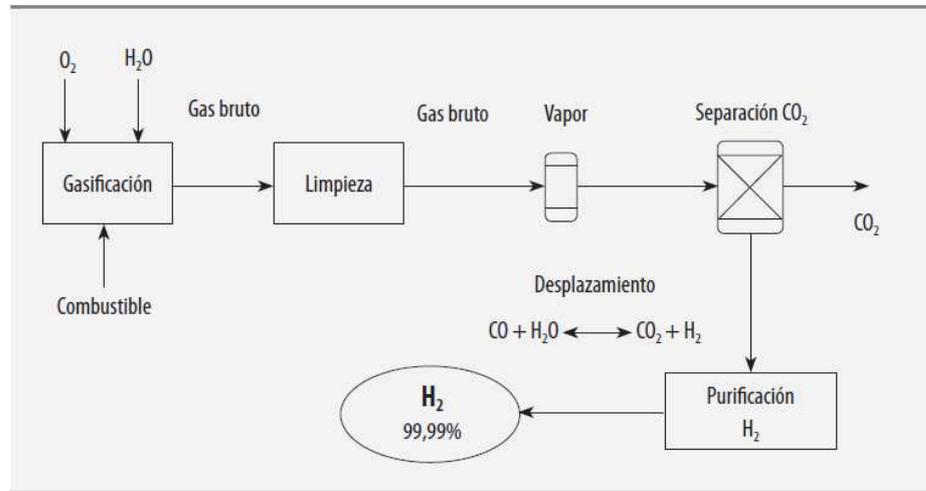
Por tanto, desde el punto de vista de la producción de hidrógeno interesan los procesos de gasificación con vapor de agua y oxígeno puro, ya sean a partir de carbón o de biomasa.

El caso de la gasificación a partir de carbón merece una exposición algo más detallada, pues resulta un procedimiento masivo para la producción de hidrógeno en el que la captura de CO₂ resulta rentable si se realiza en instalaciones centralizadas (constituyendo entonces el 5% de los costes de inversión).

En concreto, la gasificación de carbón se puede integrar adecuadamente en un ciclo combinado (GICC) al que además se puede dotar de captura de CO₂. De este modo se puede hablar de una nueva forma de cogeneración: la producción simultánea de electricidad e hidrógeno. Las [Figura I-7] a [Figura I-9] recogen estas posibles sinergias.

La [Figura I-8] recoge el esquema básico del proceso de gasificación. Una vez que se ha limpiado de compuestos de azufre y cenizas el gas obtenido en el proceso de gasificación se somete a una reacción de desplazamiento (Ecuación [I-2]) con lo que se llega a una mezcla de H₂ y CO₂. Éste último es separado para finalmente purificar el H₂ dejándolo con una pureza del 99,99%

[Figura I-7] Proceso de gasificación de un combustible, por ejemplo carbón

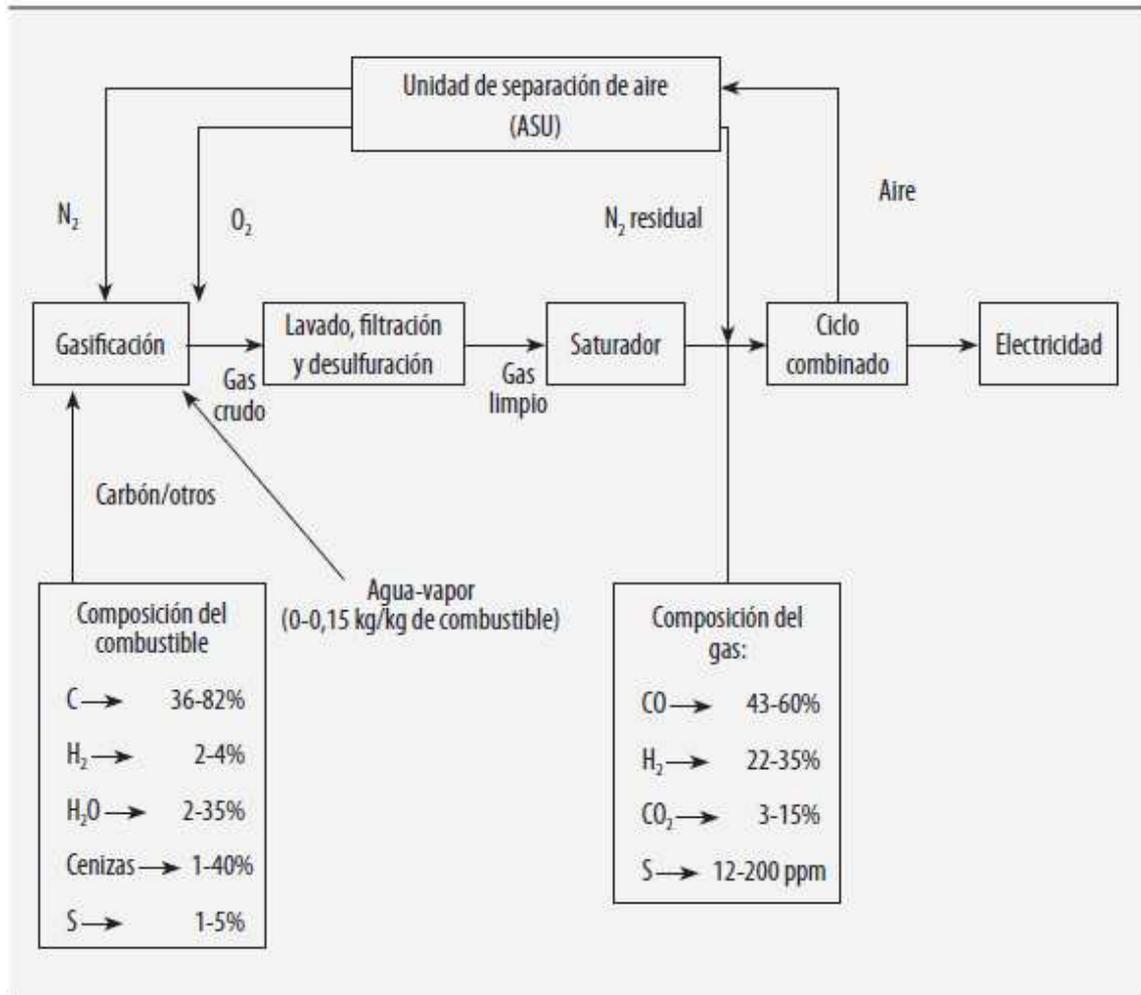


En la [Figura I-8a] se ilustra el esquema simplificado de un proceso de gasificación de carbón integrado en un ciclo combinado (GICC). La integración consta de tres niveles:

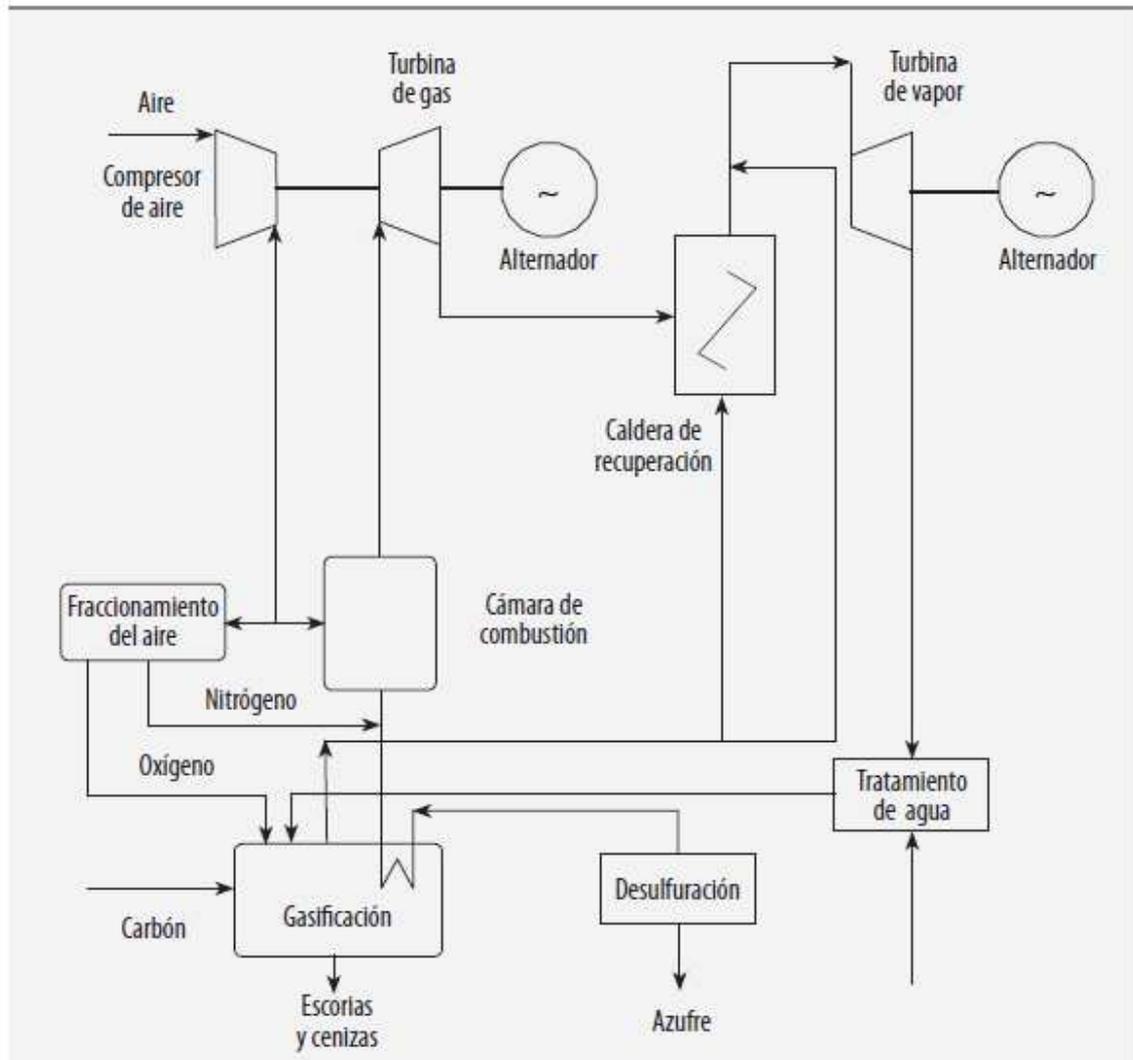
- ✓ El aire para producir el oxígeno de la gasificación se obtiene presurizado del compresor del ciclo de gas del ciclo combinado.
- ✓ El nitrógeno obtenido en el fraccionamiento del aire se emplea para el transporte neumático y el acondicionamiento del carbón, así como para controlar la temperatura de la cámara de combustión del ciclo de gas del ciclo combinado, reduciendo así la formación de NO_x.
- ✓ En el enfriamiento del gas producido se produce vapor que sirve de alimentación al ciclo de vapor del ciclo combinado, complementando la caldera de recuperación de la turbina de gas.

Este nivel de integración se puede apreciar con más detalle en la [Figura I-8b].

[Figura I-8a] Esquema simplificado de la gasificación integrada en ciclo combinado



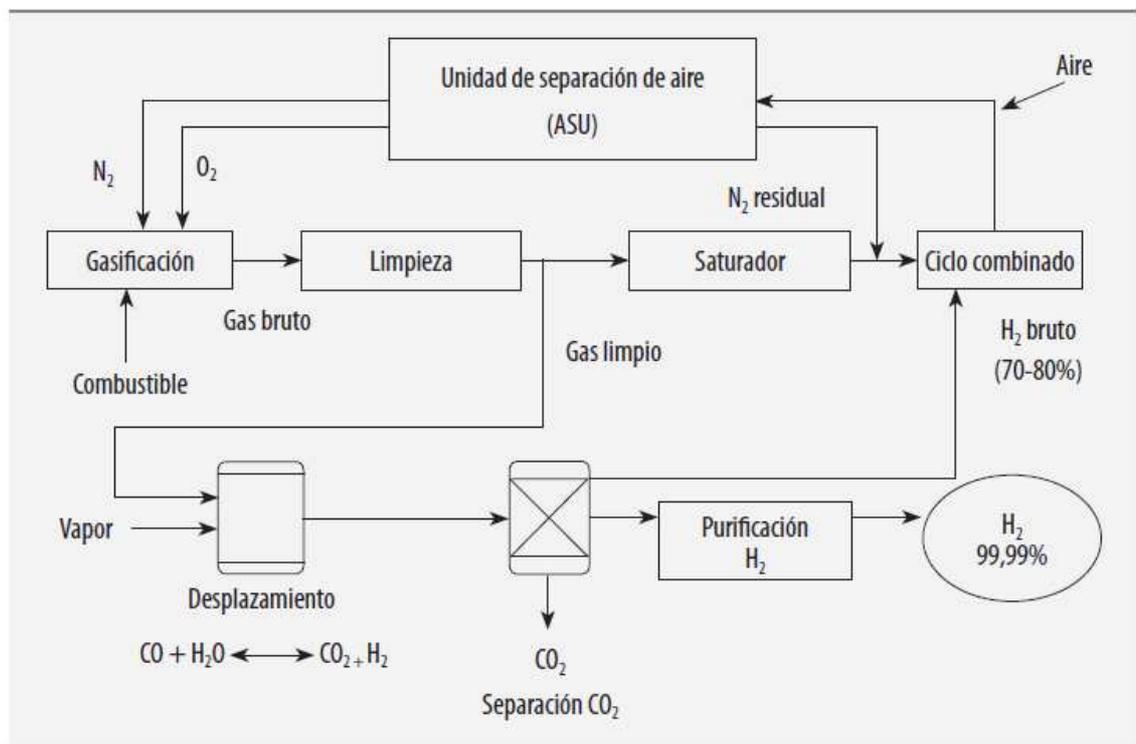
[Figura I-8b] Diagrama de planta de una instalación de gasificación integrada en ciclo combinado



La [Figura I-9] presenta la integración de los sistemas anteriores para producir de forma simultánea electricidad e hidrógeno. La producción de hidrógeno se logra derivando parte del gas de síntesis producido tras la fase de limpieza y sometiéndolo a un proceso de desplazamiento (Ecuación |I-2|) tras el que se elimina la mayor parte de CO₂.

El gas así obtenido tiene una concentración de hidrógeno entre el 70 y el 80%, suficiente para su combustión en el ciclo combinado, sólo o en combinación con el resto de gas de síntesis. Este hidrógeno también podría ser empleado para pilas de combustible de alta temperatura que no son tan exigentes en la calidad del combustible como las de baja. No obstante, con un proceso de purificación final similar al llevado a cabo en la técnica SMR se puede producir finalmente hidrógeno de elevada pureza, apto también para las pilas de combustible de baja temperatura.

[Figura I-9] Integración de la producción de hidrógeno con captura de CO₂ en ciclo combinado con gasificación de carbón



Termólisis

Los procesos de termólisis implican la extracción del hidrógeno de la molécula que lo alberga (hidrocarburo o agua) mediante la aplicación de calor. Bajo esta definición el reformado, la gasificación y la pirolisis se pueden entender como procesos de termólisis.

La consideración de estos procesos como métodos químicos o termolíticos depende de la fuente de calor empleada. Así, se habla de procesos químicos, en el sentido del apartado anterior, cuando el calor para el proceso se extrae de la propia materia prima a través de una combustión; por el contrario, se habla de procesos de termólisis cuando el calor procede de una fuente externa, como la energía solar concentrada o la energía nuclear de alta temperatura.

Los principales tipos de procesos termolíticos se pueden agrupar en función de la temperatura de operación en tres clases de procesos, tal como aparecen recogidos en la [Tabla I-2]. El proceso que mayor temperatura requiere es la termólisis directa del agua, que se verifica a partir de 2.500 K y por tanto resulta inabordable en la práctica. A temperatura intermedia (Clase II) se tienen los procesos de descarbonización (pirólisis, gasificación y reformado), situados todos alrededor de 1.000 K y ya tratados en el apartado de conversión química. La inclusión en esta sección se debe a que el aporte de calor se realiza con una fuente externa (solar o nuclear de alta temperatura). También pertenecen a la Clase II las reacciones de reducción de óxidos metálicos que se sitúan en un nivel superior de temperaturas, sobre los 2.500 K. Por último, a “baa tem eatua” ente 900 1.000 se eifican cietos ciclos termoquímicos, de los que el de yodo-azufre es el más prometedor.

En la [Tabla I-3] se presentan las eficiencias que se pueden obtener con algunos ciclos termoquímicos tanto de Clase I (basados en el azufre) como de Clase II (óxidos metálicos tanto volátiles como no volátiles). Estas eficiencias han de ser sopesadas con otros factores de tipo práctico, pues de los ciclos basados en el azufre el que se revela como más factible es el de azufre-yodo, que presente una eficiencia del 38%, por debajo de otros del mismo grupo. Por el contrario, el de óxido de zinc, preferido entre los óxidos metálicos, presenta una eficiencia bastante elevada pero también una de las mayores temperaturas de trabajo.

[Tabla I-2] Clases de termólisis

Clase I $T \leq 1.000 \text{ K}$			
Proceso		Reacción endotérmica	T(K)
Ciclos termoquímicos de temperaturas "moderadas"	Ciclos de la familia del azufre	Descomposición del ácido sulfúrico $\text{H}_2\text{SO}_4(\text{g}) \rightarrow \text{SO}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 1/2 \text{O}_2(\text{g})$	$T \approx 1.000$
	Ciclos del tipo UT-3	Hidrólisis del bromuro de calcio y del bromuro de hierro $\text{CaBr}_2(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{CaO}(\text{s}) + 2\text{HBr}(\text{g})$ $3\text{FeBr}_2(\text{s}) + 4\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) + 6\text{HBr}(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g})$	$T \approx 900$
Clase II $1.000 \text{ K} \leq T \leq 2.500 \text{ K}$			
Proceso		Reacción endotérmica	T(K)
Ciclos termoquímicos de temperaturas "elevadas"	Reducción óxidos metálicos	Disociación del óxido metálico $\text{M}_x\text{O}_y \rightarrow x\text{M} + y/2\text{O}_2$	$T \approx 2.500$
Descarbonización de combustibles fósiles	Pirólisis (cracking)	Descomposición térmica de hidrocarburos $\text{C}_x\text{H}_y \rightarrow x\text{C}(\text{g}) + y/2\text{H}_2$	$T \approx 1.000$
	Reformado	Descarbonización de hidrocarburos ligeros $\text{C}_x\text{H}_y + x\text{H}_2\text{O} \rightarrow x\text{CO} + (y/2+x)\text{H}_2$	$T \approx 1.000$
	Gasificación	Descarbonización de hidrocarburos pesados o carbón $\text{C}_x\text{H}_y + x\text{H}_2\text{O} \rightarrow x\text{CO} + (y/2+x)\text{H}_2$	$T \approx 1.100$
Clase III $T > 2.500 \text{ K}$			
Proceso		Reacción endotérmica	T(K)
Termólisis directa del agua		Disociación del agua $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + 1/2 \text{O}_2$	$T \approx 2.500$

[Tabla I-3] Eficiencias y temperaturas de algunos ciclos termoquímicos

Ciclos de ácido sulfúrico	Eficiencia LHV	T(°C)
Sulfuro híbrido	43%	900
Sulfuro de yodo	38%	900
Sulfuro polivalente	35%	1.570
Ciclos de sulfato de metal		
Sulfato de cadmio	46%	1.000
Sulfato de bario	39%	1.000
Sulfato de manganeso	35%	1.100
Ciclos de óxido de metal volátiles		
Óxido de zinc	45%	2.000
Cadmio híbrido	42%	1.600
Carbonato de cadmio	43%	1.600
Ciclos de óxido de metal no volátiles		
Óxido de hierro	42%	2.200
Manganeso de sodio	49%	1.560
Ferrita de manganeso de níquel	43%	1.800
Ferrita de manganeso de zinc	43%	1.800

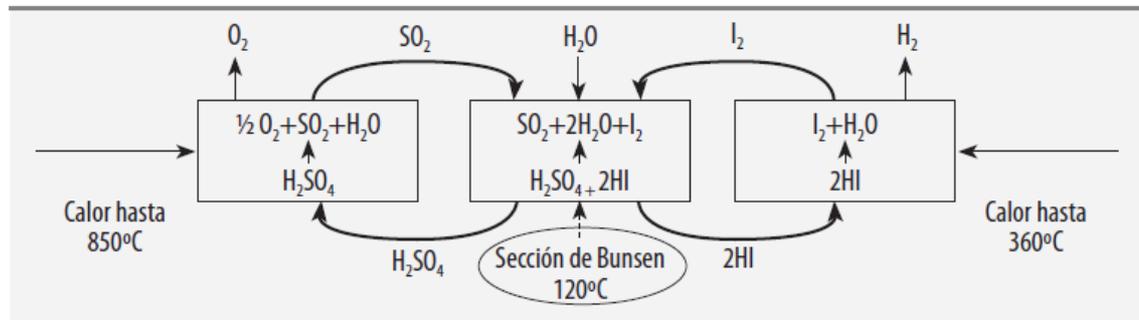
Procesos de Clase I

Lo integran los llamados ciclos termoquímicos de temperatura moderada, siendo éstos principalmente dos: los basados en la familia del azufre y los de tipo UT-3.

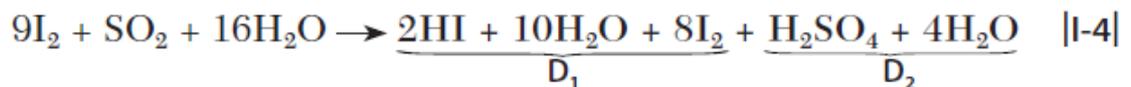
Familia del azufre

Se trata de un ciclo termoquímico desarrollado por General Atomics en los años 70 y que requiere básicamente dos niveles térmicos, uno a 850° C para la descomposición del H₂SO₄ y otro a aproximadamente 360° C para la descomposición del HI, tal como se muestra en el diagrama simplificado de la [Figura I-10].

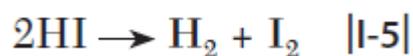
[Figura I-10] Diagrama de bloques del ciclo SI



El núcleo del proceso es la reacción Bunsen, Ecuación [I-4] y que transcurre a 120° C.



Tras esta reacción se realizan dos procesos de destilación, uno sobre los productos D1 y otro sobre los D2. La destilación sobre D1 produce HI y se verifica a 230°C; con el HI separado se procede a su descomposición según la reacción [I-5], que ocurre a aproximadamente 360°C y que es donde se obtiene el hidrógeno.



La destilación sobre los productos D2, a 360°C, produce H2SO4, que finalmente es descompuesto a 870°C según la reacción [I-6]. Esta reacción es la que fija la demanda de calor de alta temperatura del proceso.



El proceso descrito supone un ciclo porque el SO₂ y el H₂O producto de la reacción [I-6] y el I₂ producto de la reacción [I-5] se dirigen hacia la reacción Bunsen, que sólo consume del exterior H₂O. Como productos del ciclo se produce H₂ y O₂. Se observa que atendiendo sólo a las entradas y salidas de especies se verifica la reacción global propia del proceso de termólisis, Ecuación [I-7].



Ciclo UT-3

Es un ciclo desarrollado por la Universidad de Tokio y requiere también diversos niveles térmicos, siendo el máximo de 750° C. Precisamente este nivel térmico intermedio provoca un mal acoplamiento con las fuentes de calor disponibles (reactores nucleares de alta temperatura), lo que reduce la eficiencia del proceso. Por otra parte, la separación del hidrógeno de los productos se realiza mediante membranas que operan por debajo de la presión atmosférica, por lo que es preciso comprimir el H₂ y el O₂, con el consiguiente consumo energético. La [Figura I-11] muestra un diagrama de bloques del proceso.

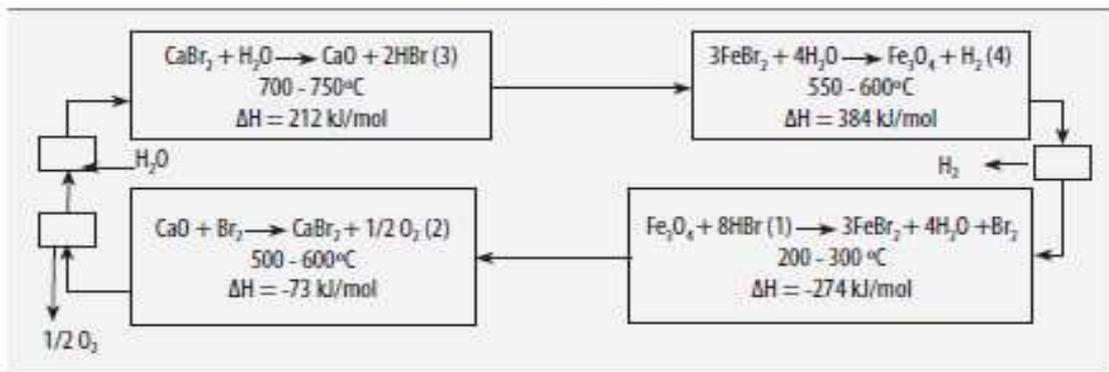
Procesos de Clase II

Procesos de descarbonización

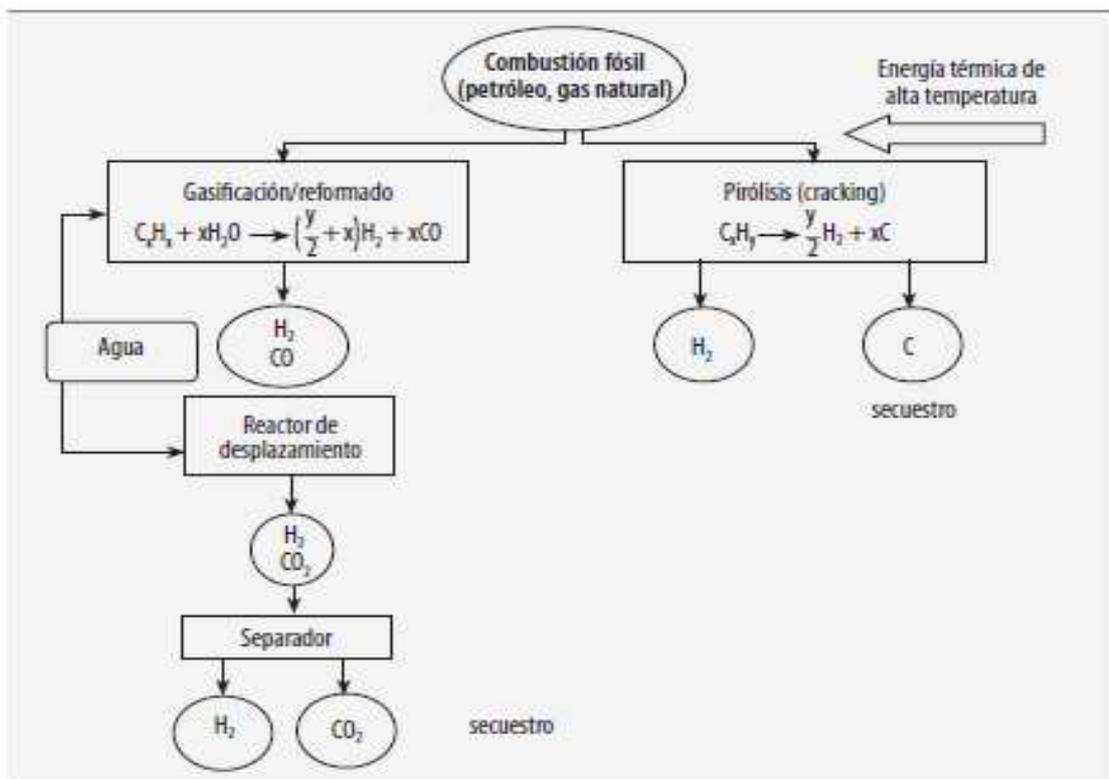
Como ya se ha mencionado, los procesos de reformado con vapor (SMR), pirolisis y gasificación, se incluyen en los medios termolíticos en la medida en que el calor que consumen se suministre mediante fuentes externas adecuadas y no mediante la combustión del propio recurso. La [Figura I-12] muestra el esquema de los principales procesos.

Como se aprecia, una vez se ha aportado la energía térmica el proceso continúa de la misma manera que se describió en los métodos de conversión química.

[Figura I-11] Esquema del ciclo UT-3

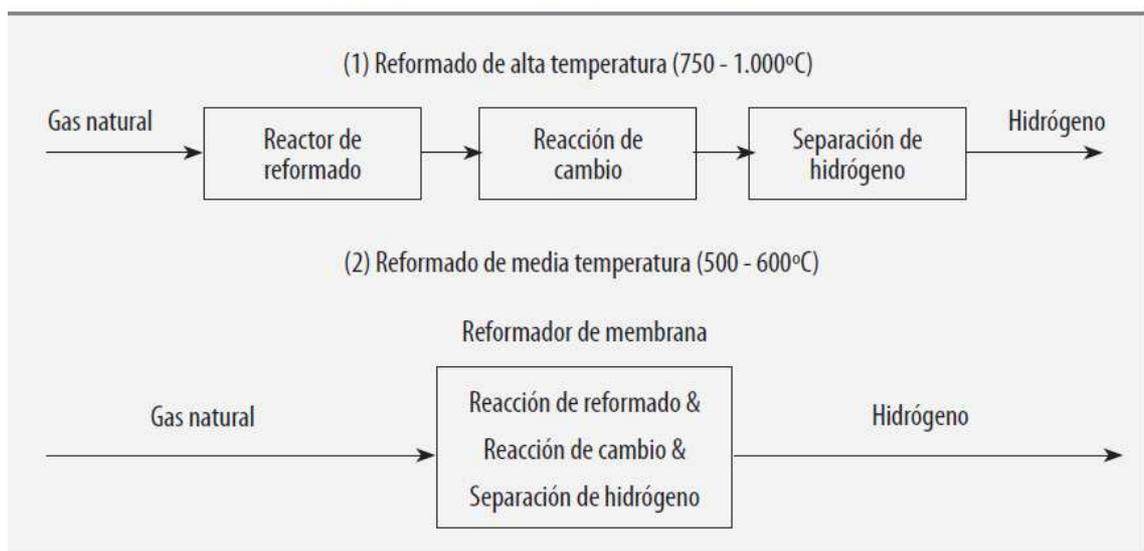


[Figura I-12] Esquema de los procesos de descarbonización

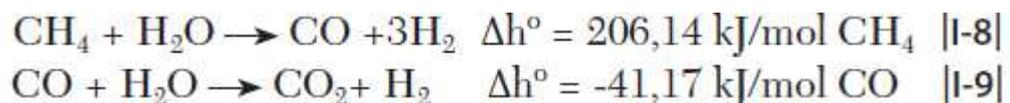


En el caso de la descarbonización por termólisis los equipos para la reacción pueden variar respecto a los empleados en el proceso de conversión química. Así, el SMR realizado con aporte exterior de calor se lleva a cabo en un reformador de membrana que opera a temperatura intermedia y que resulta más compacto, tal como se muestra en la [Figura I-13]. Más adelante se detallarán los procesos de acoplamiento de la fuente a este tipo de equipos.

[Figura I-13] Comparación entre el reformador convencional (proceso químico) y el de membranas (proceso termolítico)



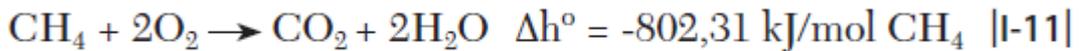
La ventaja de aportar un calor externo en cuanto al ahorro del recurso empleado se puede ver en el ejemplo siguiente, basado en el procedimiento SMR. Si se toma 1 mol de CH₄ se verifican las reacciones [I-8] y [I-9]:



Como se forma 1 mol de CO por cada mol de CH₄ ambas ecuaciones se pueden escribir de forma neta como:



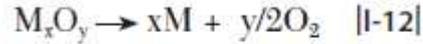
La Ecuación |I-10| indica que para obtener 4 moles de H₂ se deben consumir 164,97 kJ. También indica que esos 4 moles de H₂ se obtienen a partir de 1 mol de CH₄, siempre que el aporte de 164,97 kJ se realice a partir de fuentes externas. Si dicho aporte proviene de la combustión del CH₄, como ocurre en el SMR tradicional, y considerando la combustión estequiométrica del CH₄:



Es decir, se deben de consumir $164,97/802,31 = 0,2056$ mol de CH₄ para producir el calor demandado por el proceso global SMR, Ecuación |I-10|. De ahí se deduce que para obtener 1 mol de H₂ se requiere consumir 0,25 mol de CH₄ si el calor para el proceso procede de una fuente externa ó 0,30 mol de CH₄ si el calor ha de proceder del mismo CH₄. Dicho de otro modo, aportando el calor desde una fuente externa hay un ahorro en CH₄ de 0,05 mol por cada mol de H₂ producido, con los que pueden obtenerse 0,2 mol de H₂ recurriendo a una fuente externa (es decir, el empleo de una fuente externa incrementa un 20% la producción volumétrica de hidrógeno). Evidentemente esa fuente externa no debería ser un combustible fósil, sino que habría de carecer de emisiones de CO₂, pudiendo ser combustión de biomasa (poco indicado), energía solar concentrada o energía nuclear.

Procesos por reducción de óxidos metálicos

Este proceso queda descrito genéricamente mediante las reacciones |I-12| y |I-13| donde MxO_y representa un óxido metálico:

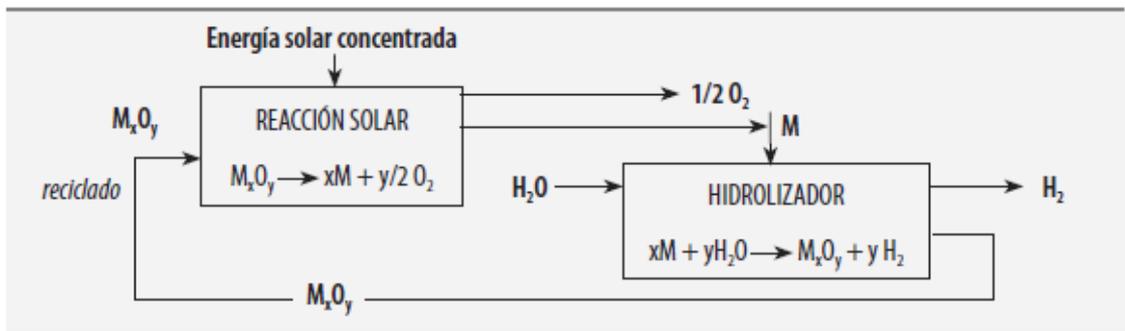


Aunque se pueden emplear varios óxidos metálicos, el que parece tener más posibilidades es el ZnO, denominándose al ciclo Zn/ZnO. El inconveniente de este ciclo es que la reacción |I-12| se verifica a unos 2.300 K. Para alcanzar esas temperaturas se están proyectando sistemas de concentración solar que serán comentados más adelante. El esquema de este procedimiento se representa en la [Figura I-14]

Actualmente se está trabajando en variantes de este ciclo que producen la descomposición del ZnO con la ayuda de carbono (disociación carbotérmica) procedente de biomasa, coque, etc., según la reacción |I-14|. La ventaja de este procedimiento es que se reduce la temperatura de la reacción a 1.300 K, es decir, unos 1.000 K por debajo de la reacción |I-12|.

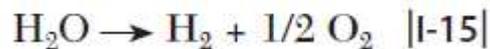


[Figura I-14] Diagrama de bloques para el ciclo Zn/ZnO



Electrólisis

La electrólisis consiste en la ruptura de la molécula de agua por acción de una corriente eléctrica. Cuando ocurre en condiciones ambiente (25°C y 1 atm) se trata de un proceso poco interesante, como muestra el balance energético llevado a cabo sobre la Ecuación [I-15].



En efecto, a partir de los datos de la [Tabla I-3 se obtiene ue la electricidad necesaria para disociar 1 mol de H₂O líquido a 25°C es 237,75 kJ, resultando 1 mol de H₂. Como el poder calorífico inferior del hidrógeno es de 241,82 kJ/mol resulta que se consumen 237,75 kJ eléctricos por cada 241,82 kJ contenidos en el hidrógeno, es decir, se producen 1,02 kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico consumido. Sin embargo, si la reacción transcurre con vapor de agua a 1.000°C se producen 1,36 kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico consumido.

En la [Figura I-15] se muestra la representación gráfica de esta variación. Se ve que la demanda eléctrica se va reduciendo a medida que la temperatura a la que se verifica la electrólisis aumenta, siendo la reducción mucho más significativa cuando el proceso ocurre con vapor de agua que con agua líquida.

También se aprecia en esa figura que dicha demanda eléctrica se reduce incrementalmente o ue aumenta la demanda t mica T s, ue a 1.000 C e esenta un 29,8% de la energía contenida en el hidrógeno producido.

[Tabla I-3] Balances termodinámicos para la reacción [I-15] a diferentes temperaturas y 1 atm

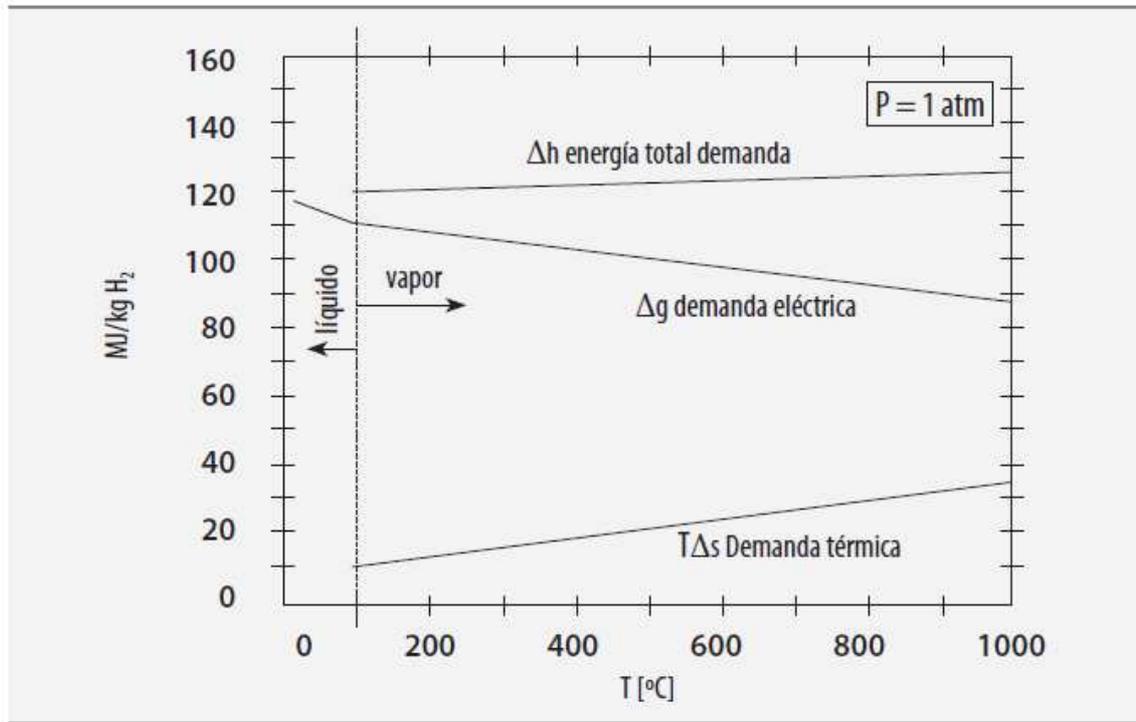
	Δh [kJ/mol]	$T\Delta s$ [kJ/mol]	Δg [kJ/mol]
25°C	286,43	48,72	237,75
1.000°C	249,87	72,17	177,66

Los resultados anteriores sugieren por tanto dos formas de llevar a cabo la electrólisis:

- Electrólisis a baja temperatura. El consumo eléctrico es muy elevado, del orden de la energía contenida en el hidrógeno producido. Si ese hidrógeno se emplea para producir electricidad mediante una pila de combustible con un rendimiento menor del 60% resulta un balance energético deficitario en electricidad. Este procedimiento, por tanto, sólo se justifica para obtener hidrógeno “in situ” en pequeñas cantidades y en ausencia de otro tipo de suministros. Otra alternativa puede ser la integración con energías renovables (principalmente eólica) en la que se busque una forma de almacenar el potencial eólico excedentario. La temperatura de operación realmente no es 25°C sino hasta 80°C en electrolizadores alcalinos o de membrana de intercambio protónico.

- Electrólisis de alta temperatura. El consumo de electricidad, siendo alto, comienza a resultar aceptable. Para esta operación se precisa disponer de vapor de agua y de una fuente térmica de elevada temperatura, que puede ser energía solar concentrada o energía nuclear de reactores avanzados, como se explicará más adelante. Los electrolizadores también han de ser modificados, pasando a ser de óxidos sólidos.

[Figura I-15] Demandas energéticas del proceso electrolítico a presión ambiente en función de la temperatura



Fermentación

Dentro de las formas de producir hidrógeno a partir de biomasa destacan las técnicas de fermentación, que pueden ser de tipo alcohólica o de tipo anaeróbica.

Fermentación alcohólica

Las plantas almacenan la energía solar captada en forma de hidratos de carbono simples (azúcares) o complejos (almidón o celulosa), a partir de los que se puede obtener etanol por fermentación según las siguientes fases:

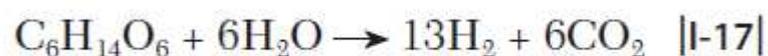
- ✓ Pre tratamiento de la biomasa: se realizan procesos de trituración, molienda o pulverización para favorecer la fermentación.

- ✓ Hidrólisis: las moléculas complejas se transforman, en medio acuoso, en moléculas más sencillas ya sea por la acción de enzimas o por reactivos químicos.
- ✓ Fermentación: los azúcares se convierten en etanol por la acción de levaduras. El proceso dura unos 3 días, obteniéndose finalmente una concentración de etanol inferior al 14%.
- ✓ Separación y purificación: el producto obtenido se destila para obtener una concentración de etanol del 96%, pudiendo llevarse a cabo una destilación adicional con benceno para obtener una concentración del 99,5%. Es la etapa de mayor consumo energético.

Sobre el etanol conseguido se puede llevar a cabo un reformado con vapor (VPR, "Vapor Phase Reforming"), que a través del tratamiento de deshidratación produce la reacción global [I-16].



Una variante del proceso consiste en sustituir la fermentación por un proceso de reformado con agua (APR, "Aqueous Phase Reforming") de productos tales como el sorbitol, obtenidos en el proceso de hidrólisis. En este caso se sigue la Ecuación [I-17].



Fermentación anaerobia

También conocida como digestión anaerobia, se trata de una fermentación microbiana en ausencia de oxígeno que produce una mezcla de gases (principalmente CH₄ y CO₂) conocida como biogás, y a una suspensión acuosa o lodo que contiene los componentes difíciles de degradar y los minerales inicialmente presentes en la biomasa.

La materia prima para producir biogás es biomasa residual con alto contenido en humedad, especialmente purines ganaderos y lodos de depuradoras de aguas residuales urbanas. Aunque hay mucha experiencia en el proceso su química y microbiología no son conocidas en detalle. Como variables importantes en el proceso se han identificado la temperatura (lográndose un funcionamiento óptimo a 35°C), la acidez (valor óptimo de pH entre 6,6 y 7,6), contenido en sólidos (deseable inferior al 10%), existencia de nutrientes para las bacterias y ausencia de inhibidores del proceso como amoníaco, sales minerales, detergentes y pesticidas. En función de todas estas variables se logra un biogás común contenido en CH₄ que oscila entre el 50 y el 70%, siendo el resto mayoritariamente CO₂.

Dado el elevado contenido de CH₄ en el biogás éste puede ser tratado con cualquiera de los procedimientos de reformado (SMR, POX o ATR) vistos en el punto dedicado a la conversión química.

Procesos fotolíticos

Los procesos fotolíticos emplean la luz solar para producir la hidrólisis del agua.

Actualmente se conocen dos procedimientos: los fotobiológicos y los fotoelectroquímicos.

En ambos casos se trata de procedimientos actualmente en investigación y que se plantean para largo plazo.

Procesos fotobiológicos

Algunos organismos como las algas verdes, cianobacterias, bacterias fotosintéticas y bacterias de fermentación oscura pueden actuar como catalizadores biológicos para producir hidrógeno a partir de agua y ciertas enzimas como la hidrogenasa y la nitrogenasa.

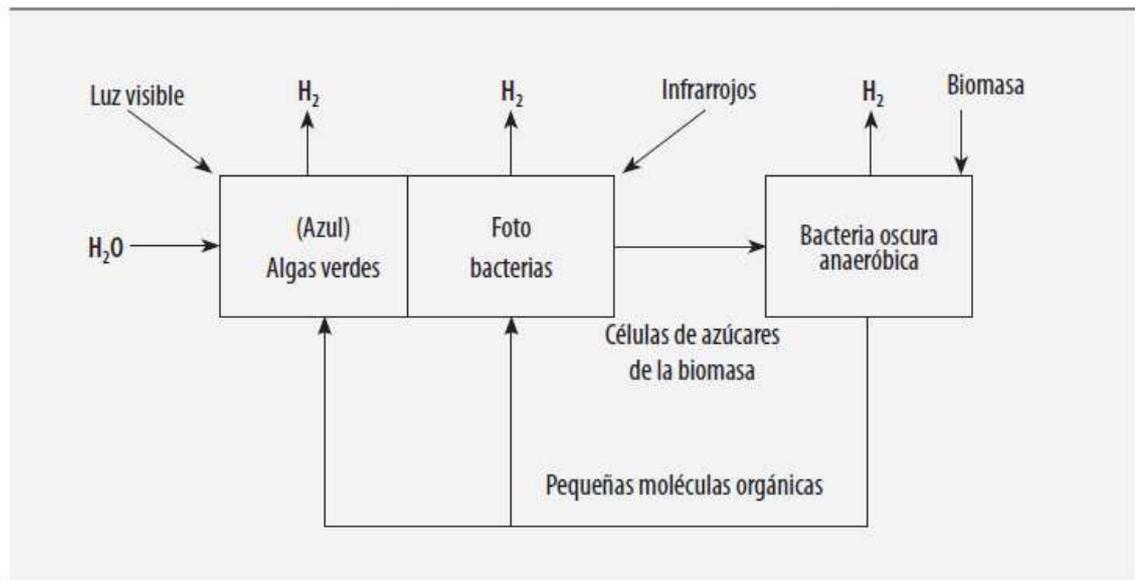
La gran variedad de organismos susceptibles de ser empleados permite plantear esquemas de hibridación como el que muestra la [Figura I-16]. En ella se distinguen dos reactores:

- ✓ Fotorreactor: contiene tanto algas verdes⁶, sensibles a la luz visible, como bacterias fotosintéticas⁷ y cianobacterias, sensibles a la luz infrarroja. Además de hidrógeno producen azúcares que son conducidos al fermentador.
- ✓ Fermentador: se trata de un digestor anaeróbico que contiene otro tipo de bacterias que producen la fermentación de los azúcares enviados desde el fotorreactor y la biomasa alimentada desde el exterior. Como producto de esta fermentación se produce hidrógeno y otros efluentes que son enviados al fotorreactor.

La eficiencia solar de conversión de las algas verdes es del 10% y la de las bacterias fotosintéticas del 6%.

Esta tecnología permitirá, por tanto, producir hidrógeno a partir de agua, luz, enzimas y biomasa, aunque a largo plazo. El DOE estima que para 2015 se podrá llevar a cabo un estudio de viabilidad para analizar la competitividad del procedimiento en el largo plazo.

[Figura I-16] Escenario futuro para aprovechar las sinergias de diversos microorganismos en la producción de hidrógeno



Procesos fotoelectroquímicos

En este proceso se trata de lograr la electrólisis del agua utilizando la luz solar mediante semiconductores especializados. Diferentes materiales semiconductores trabajan en diferentes longitudes de onda, de manera que las investigaciones se centran en seleccionar aquellos que disocien el agua y sean estables en ella.

El atractivo de este procedimiento radica en que ofrece gran potencial de reducción de costes, presenta una eficiencia un 30% mayor que la electrólisis realizada con células fotovoltaicas y en laboratorio se ha obtenido una eficiencia de conversión sol-H₂ de hasta el 16%.

1.2.2 Implantación de las fuentes.

Una vez analizados los diferentes procesos de producción de hidrógeno llega el momento de combinar esta información con los sistemas y tecnologías para implantarlos en las diferentes fuentes o materias primas, pues aunque un mismo

procedimiento pueda aplicarse a varias fuentes la manera de hacerlo puede variar sensiblemente.

Desde un punto de vista práctico, una primera consideración es la producción centralizada frente a la descentralizada. Ambas tienen ventajas e inconvenientes que han de tenerse en cuenta para elegir la metodología más adecuada. Así, en la producción centralizada resultan más baratos los tratamientos requeridos en algunos procesos, como la captura de CO₂ cuando se emplean combustibles fósiles, obteniéndose sistemas más eficientes y normalmente con reducción de costes; por el contrario, en la producción descentralizada se eliminan los costes de infraestructuras y transporte. A título orientativo la |Tabla I-4| recoge una proyección de costes de producción de hidrógeno de la Agencia Internacional de la Energía en 2005. Se aprecia que el sistema más barato resulta la extracción centralizada a partir de gas natural, habiendo un incremento muy pequeño si se captura el CO₂. Con este procedimiento la producción descentralizada duplica los precios. A corta distancia y sólo un poco más caro se sitúa la gasificación de carbón con secuestro de CO₂, siendo algo menos del doble la producción centralizada a partir de la gasificación de la biomasa. Finalmente el proceso termoquímico a partir del ciclo SI presenta mucha incertidumbre, resultando considerablemente más barata su producción a partir de la energía nuclear que a partir de la solar. La electrolisis a partir de electricidad libre de CO₂ presenta un precio comparable a ambos procedimientos.

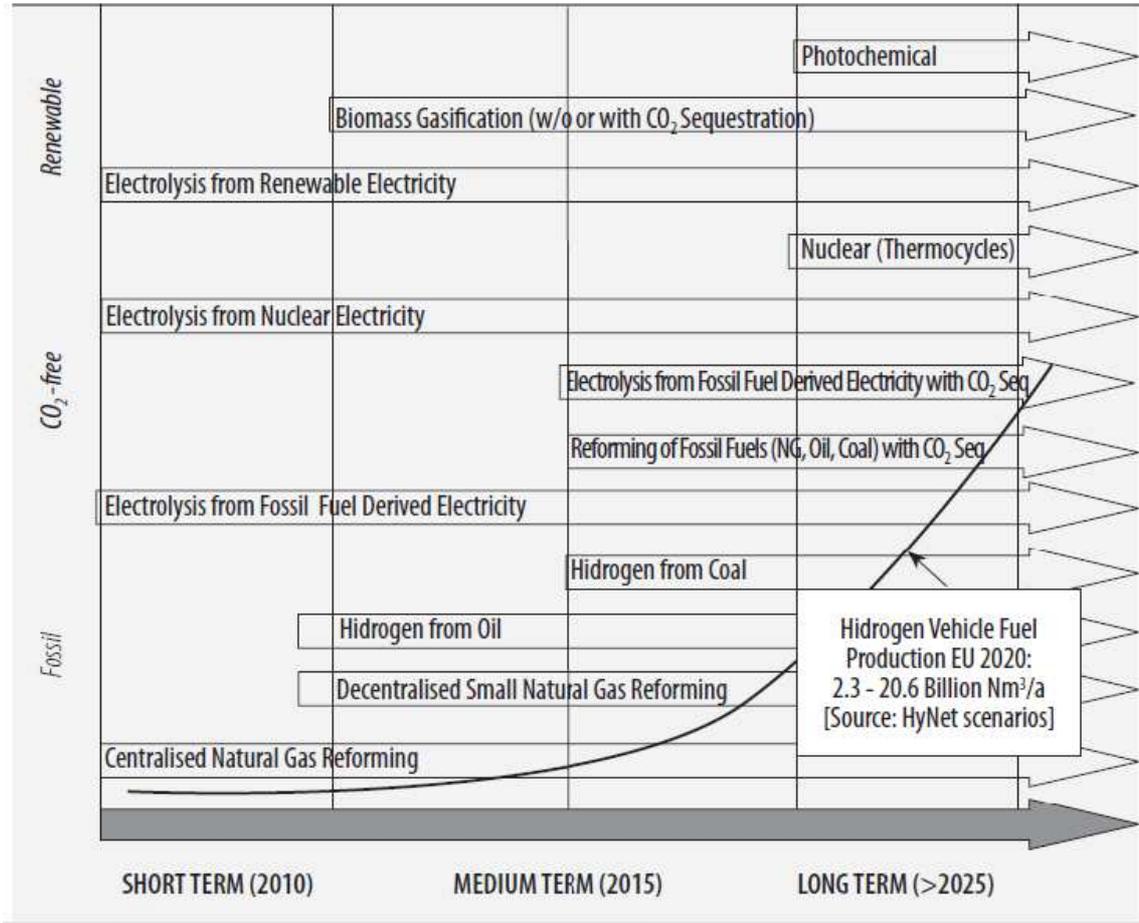
Estos resultados ponen claramente de manifiesto la repercusión en los costes de la madurez de las diferentes tecnologías, lo cual ha de servir de aliciente para continuar la investigación, pues aunque los procesos a partir de combustibles fósiles, especialmente de gas natural, resultan los más probados y económicos, han de entenderse como una solución de transición que necesariamente finalizará en unos pocos años, en los que se debe alcanzar la suficiente madurez en las demás tecnologías como para obtener precios competitivos.

Ahondando en la madurez de las diferentes tecnologías, la [Figura I-17] presenta un calendario elaborado por HyNet con la implantación temporal de ellas en el medio plazo.

**[Tabla I-7] Proyección de costes de producción de hidrógeno
(tomado de [GONZ06] a partir de datos de la IEA, 2005)**

Tipo	Origen	Margen de costes de producción (\$/MWh)
Descentralizado	Gas natural (no CCS ⁸)	36-54
Descentralizado	Electrólisis	47-90
Centralizado	Gas natural (no CSS)	18-29
Centralizado	Gas natural (CSS)	22-32
Centralizado	Carbón (CSS)	29-36
Centralizado	Nuclear ciclo SI	32-76
Centralizado	Solar ciclo SI	76-108
Centralizado	Gasificación de biomasa	47-54

[Figura I-17] Horizonte temporal de las diferentes tecnologías de obtención de hidrógeno (tomado de [W 11], recogido en [ALTM04])



Combustibles fósiles

Gas natural

Los hidrocarburos presentan grandes ventajas como materia prima para la obtención de hidrógeno, entre las que destacan:

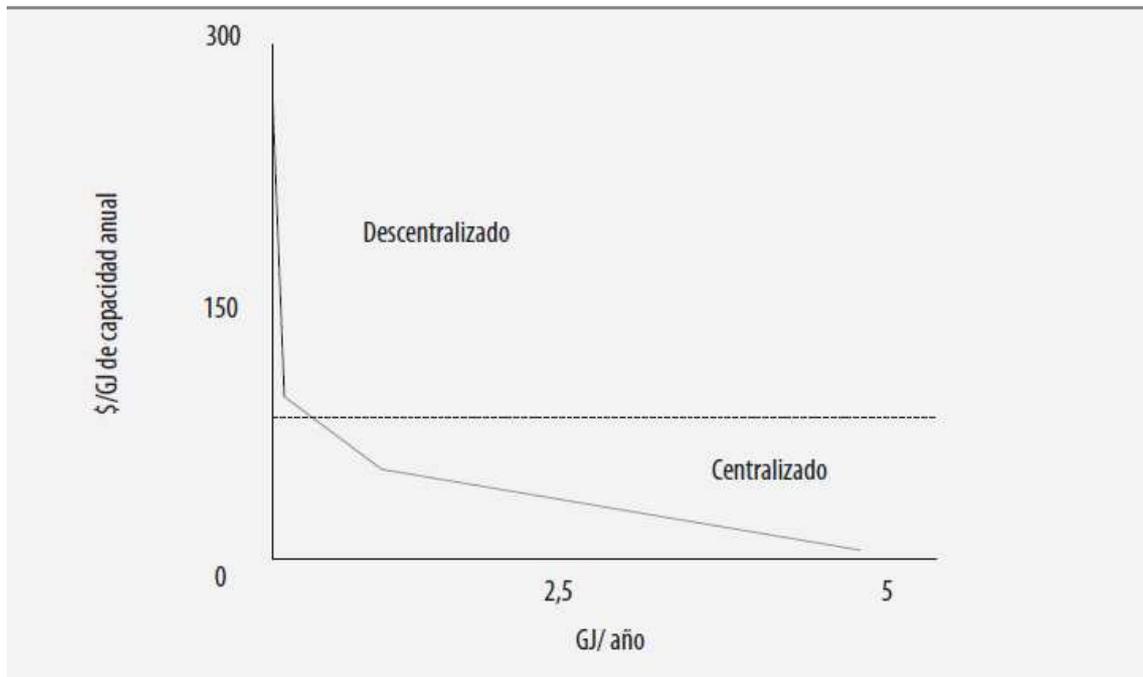
- ✓ Los sistemas de transporte de la materia prima son seguros y eficientes, siendo el sistema de gasoductos y oleoductos seguro y fiable y presentando bajos consumos energéticos.
- ✓ En la actualidad son la primera materia prima para la obtención de hidrógeno, presentando por tanto una tecnología madura utilizada por agentes conocidos.

Entre las desventajas:

- Requieren la captura de CO₂ para que la producción de hidrógeno con ellos resulte sostenible. Esto es económicamente posible en grandes instalaciones.
- Necesitan adaptación para pequeñas producciones descentralizadas que podrían ser necesarias en ciertos escenarios, especialmente en distribución para estaciones de servicio.

La [Figura I-18] muestra una comparativa de los costes de la producción centralizada y descentralizada para el proceso SMR.

[Figura I-18] Costes de inversión para la producción de hidrógeno por reformado de gas natural con vapor en función de la capacidad de la planta (tomado de [GONZ06])



En cuanto al reformado autotérmico (ATR) se debe decir que principalmente se trata de unidades de gran capacidad, aunque comienza a haber desarrollos para pequeñas producciones. En este sentido presenta ciertas ventajas para reformadores embarcados en vehículos, debido a que se trata de equipos menos complicados que los SMR. Este uso, no obstante, puede quedar superado en la medida en que las pilas de metanol directo (DMFC) logren un desarrollo significativo.

Carbón

La gasificación de carbón integrada en ciclo combinado con captura de CO₂ se muestra como la alternativa más interesante a medio dentro de los combustibles fósiles por varias razones:

- ✓ El carbón es el combustible fósil más abundante (reservas para 200 años).
- ✓ La distribución geográfica del carbón es muy variada, evitando la formación de grupos de presión.

- ✓ Los costes de producción de hidrógeno son muy bajos, aunque requiere inversiones muy elevadas (comparables a las de una central nuclear actual de agua ligera).
- ✓ Se produce simultáneamente hidrógeno y electricidad, siendo posible desplazar la producción hacia uno u otro producto en función del mercado.

Por estas razones tanto desde Estados Unidos con el proyecto FUTUREGEN como desde la Unión Europea con el proyecto HYPOGEN hay un firme apoyo a este tipo de plantas:

- Proyecto FUTUREGEN se incluye dentro de la “Directiva Presidencial” de apoyo a la economía del hidrógeno. Pretende construir una planta de 275 MW para producir electricidad e hidrógeno con cero emisiones. La planta pretende producir hasta 2 millones de toneladas de CO₂ al año, con objeto de valorar las tecnologías de captura y secuestro de CO₂ con este tipo de plantas. El proyecto se valora en 952 millones de dólares, pretendiendo comenzar a operar la planta en 2012, estando realizado el diseño conceptual, selección de emplazamiento y estudio de impacto ambiental para 2007.
- Proyecto HYPOGEN se incluye dentro de los proyectos de la “Iniciativa Europea para el crecimiento” de 2003. Se trata de construir una planta a gran escala para la producción simultánea de hidrógeno y electricidad basada en combustibles fósiles con captura de CO₂. El proyecto se valora en 1.300 millones de euros y tiene un desarrollo más lento que el proyecto FUTUREGEN, en cuanto a que aún no está decidido el tamaño de la planta. En 2004 se presentaron las conclusiones del estudio de prefactibilidad, pretendiendo construir la planta de demostración entre 2008 y 2013 habiendo pasado previamente por una planta piloto a escala entre 2006 y 2011. No descartan el empleo de gas natural.

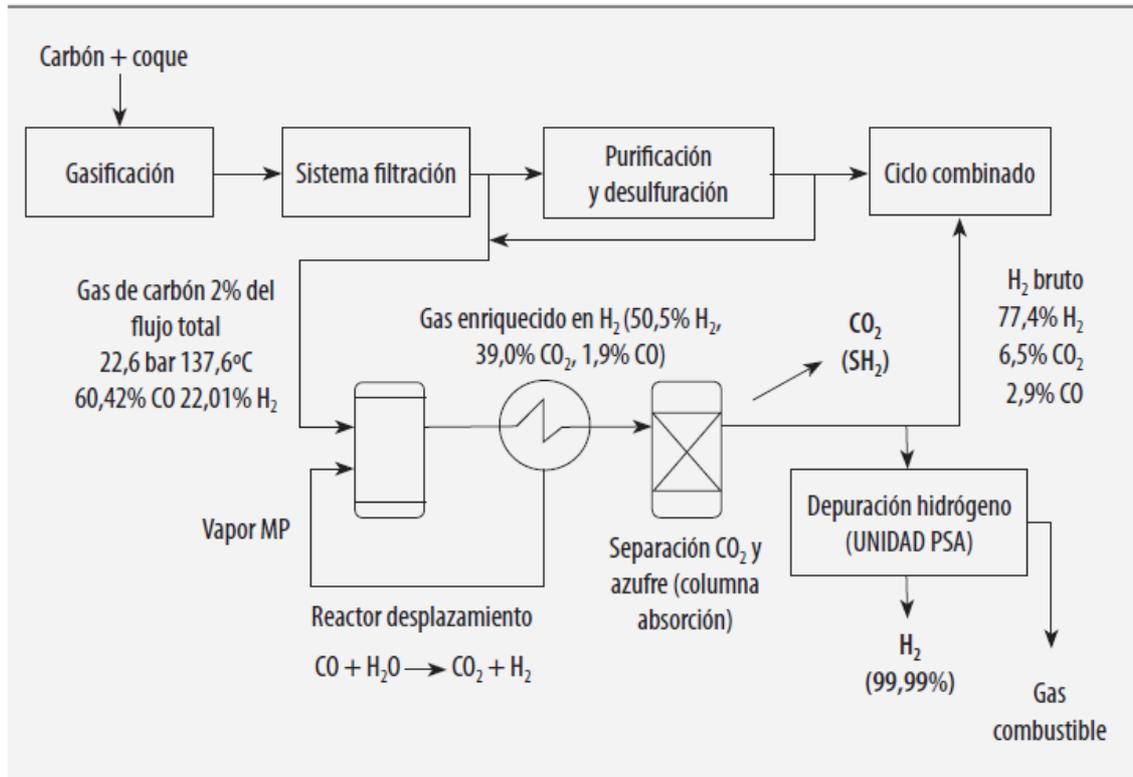
En cuanto a la tecnología de los gasificadores, éstos pueden ser:

- Lecho fijo, donde el carbón en seco se introduce por la parte superior, reaccionando en contracorriente con los gases. El gas sale a baja temperatura y con concentraciones importantes de aceites alquitranes.
- Lecho fluidizado, donde el carbón se introduce en un flujo ascendente. La temperatura de operación es media-alta, obteniéndose cenizas secas o aglomeradas.
- Lecho arrastrado, donde el carbón y los gasificantes van en la misma dirección a alta velocidad. La alimentación de carbón puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (con vapor). La temperatura de operación es elevada y se obtienen cenizas fundidas.

El balance energético respecto al poder calorífico del carbón resulta un 75% en el poder calorífico del gas de síntesis, un 15% como calor sensible en el gas de síntesis y un 10% en la escoria y las pérdidas por radiación. Es precisamente el contenido energético tan elevado en forma de calor sensible en el gas de síntesis lo que hace apto este proceso para su integración con el ciclo combinado mediante la producción de vapor.

Resulta significativo destacar que en España existe una instalación pionera en GICC en Puertollano denominada ELCOGAS que se constituyó en 1992 con una potencia de 335 MWe en condiciones ISO. Recientemente (Proyecto Singular Estratégico del Ministerio de Educación en 2005) están trabajando en integrar en la planta la producción de hidrógeno con captura de CO₂ con arreglo al esquema de la [Figura I - 19].

[Figura I-19] Planta piloto para integración de la producción de hidrógeno con captura de CO₂ en el GICC de ELCOGAS (Puertollano, España)



Energía nuclear

Para que la aplicación de la energía nuclear a la producción de hidrógeno sea rentable ésta debe hacerse sobre procesos que requieran alta temperatura (electrólisis de alta temperatura y ciclos termoquímicos, especialmente SI), de forma similar a la energía solar concentrada. En este contexto la energía nuclear jugaría un importante papel en la producción centralizada de hidrógeno sin emisiones de CO₂. Otra ventaja adicional es que, al igual que ocurre en la producción de hidrógeno a través de la gasificación de carbón integrada en ciclo combinado, la producción de hidrógeno se puede realizar de forma simultánea con la de electricidad, siendo posible desplazar la planta hacia el producto deseado en función de las demandas del mercado.

Hay que destacar, sin embargo, que los reactores nucleares necesarios para llevar a cabo estos procesos no son los de agua ligera de la actual Generación II, ni siquiera los reactores evolutivos de la Generación III. En ellos la temperatura de operación del reactor siempre está por debajo de los 400°C, claramente insuficiente para activar tanto el ciclo termoquímico

SI como para que la electrólisis sea rentable (en ambos casos alrededor de 900°C).

Incluso está por debajo del reformado mediante membranas de temperatura moderada (500 a 600°C). Para estas aplicaciones se requieren reactores de alta temperatura, como algunos de los contemplados en la Generación IV, cuya implantación está prevista a partir de 2030, aunque algunos modelos, como los reactores de muy alta temperatura (VHTR) se encuentran en una fase más avanzada (construcción finalizada en 2015).

La Generación IV se caracteriza por la búsqueda de los siguientes objetivos:

- ✓ Reducidos costes de inversión, intentando alcanzar entre 1.000 y 1.500 \$/kWe instalado una vez la tecnología haya madurado.
- ✓ Seguridad mejorada a través de diseños más simples y la introducción de elementos de seguridad pasiva.
- ✓ Reducción de los residuos generados debido a una mejor utilización del combustible.
- ✓ Bajo riesgo de proliferación de armamento debido a que el elevado aprovechamiento del combustible dificulte la extracción del plutonio.

Los diseños candidatos para la Generación IV son seis. Las [Figura I-20] a [Figura I-25] presentan los diseños conceptuales de planta y sus principales características se muestran en la [Tabla I-5].

Los reactores susceptibles de emplearse para producir hidrógeno siguen todos un ciclo Brayton con regenerador. Ello es debido al gran desarrollo de las turbinas de gas que les permite operar a las temperaturas adecuadas para estas plantas, algo inviable para las turbinas de vapor, por lo que el ciclo Rankine se reserva para las plantas de menor temperatura.

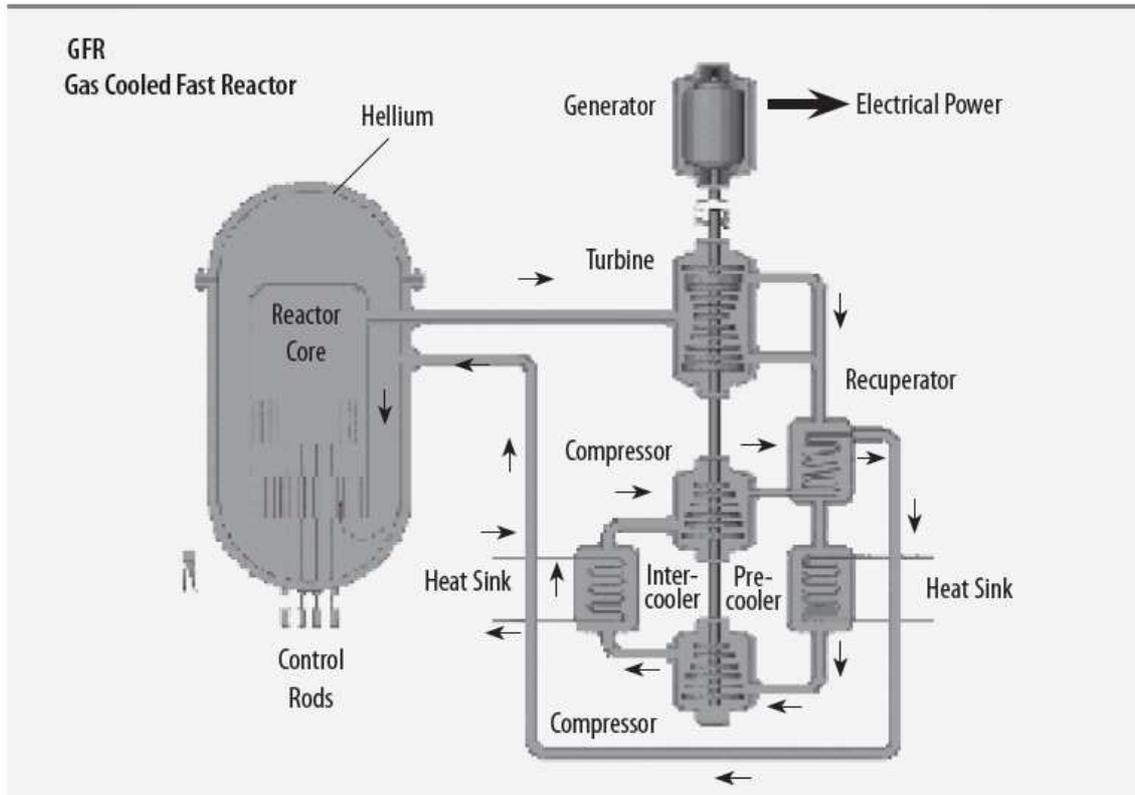
De los reactores con capacidad para producir hidrógeno el GFR (Gas-cooled Fast Reactor) y en VHTR (Very High Temperature Reactor) son refrigerados por helio y concepción modular (por debajo de 300 MWe). El reactor LFR (Lead-cooled Fast Reactor) es refrigerado por plomo y bismuto y el MSR (Molten Salt Reactor) es refrigerado por sales de flúor fundidas. Estos dos diseños admiten potencias como las de los actuales de Generación II (alrededor de 1.000 MWe).

Entre los de menor temperatura, sin potencial, por tanto, para producir hidrógeno están el SFR (Sodium-cooled Fast Reactor) refrigerado por sodio y el SCWR (Supercritical Water Reactor) refrigerado por agua en condiciones supercríticas siguiendo un ciclo directo como los BWR actuales pero sin tener ebullición en el reactor. Ambos son de elevada potencia (superiores a 1.000 MWe). Debido al espectro neutrónico las opciones VHTR y SCWR son las que se perfilan con mayores posibilidades para su construcción final.

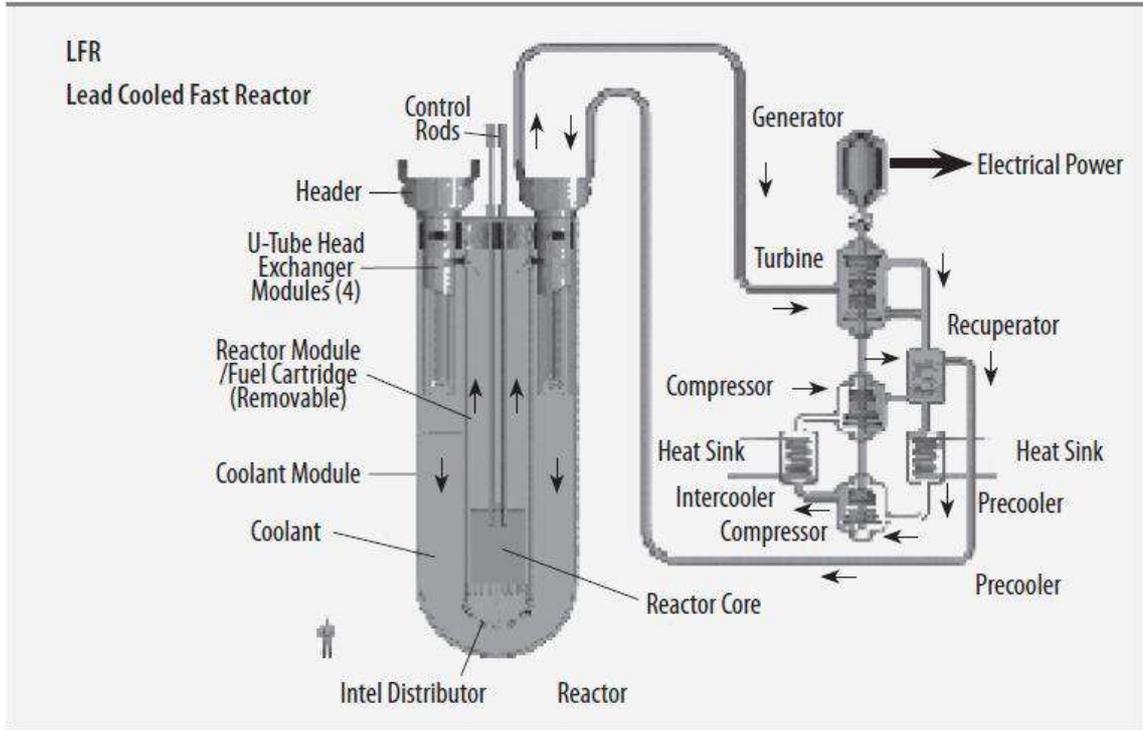
[Tabla I-5] Características principales de los diseños de reactores de Generación IV (E: Producción de electricidad; H: producción de hidrógeno)

	Espectro neutrónico	Refrigerante	Temperatura [°C]	Potencia [MWe]	Productos	Ciclo
GRF	Rápido	He	850	288	E&H	Brayton
LFR	Rápido	Pb-Bi	550-800	50-1.200	E&H	Brayton
MSR	Epitérmico	Sales de F	700-800	1.000	E&H	Brayton
VHTR	Térmico	He	1.000	250	E&H	Brayton
SFR	Rápido	Na	550	150-1.500	E	Rankine
SCWR	Térmico o rápido	H ₂ O	510-550	1.500	E	Rankine

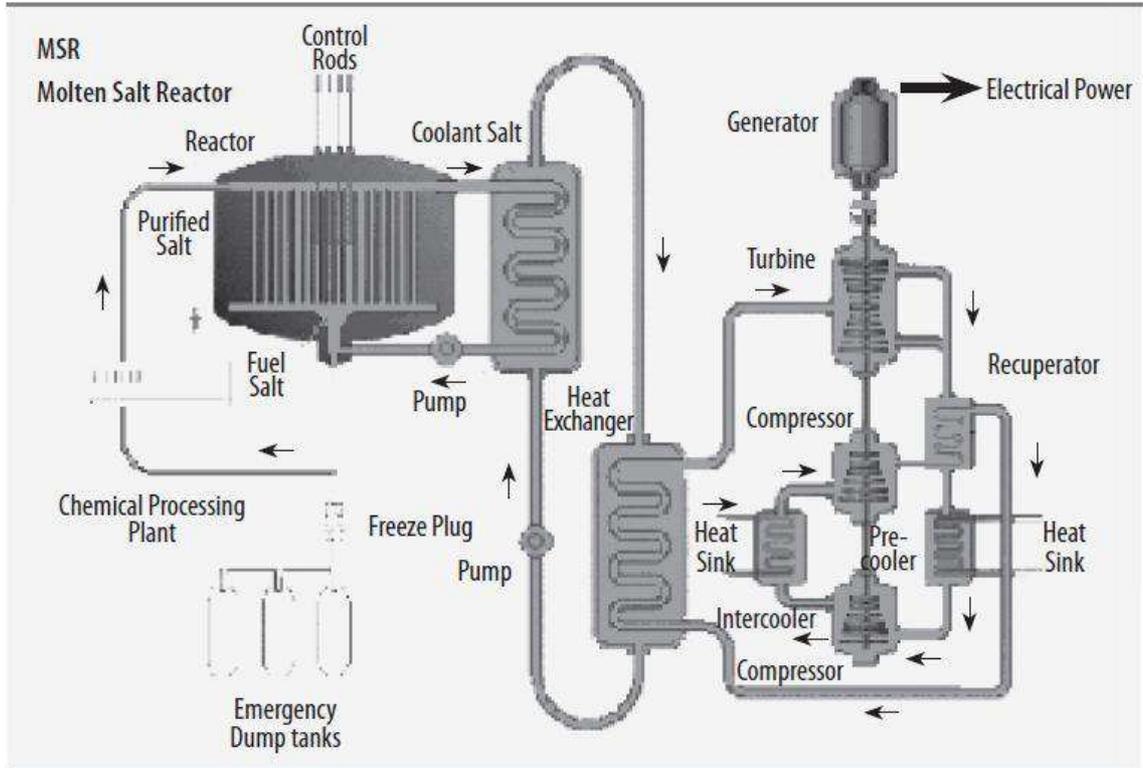
[Figura I-20] Diseño conceptual del reactor rápido refrigerado por gas (adaptado de [OANR05])



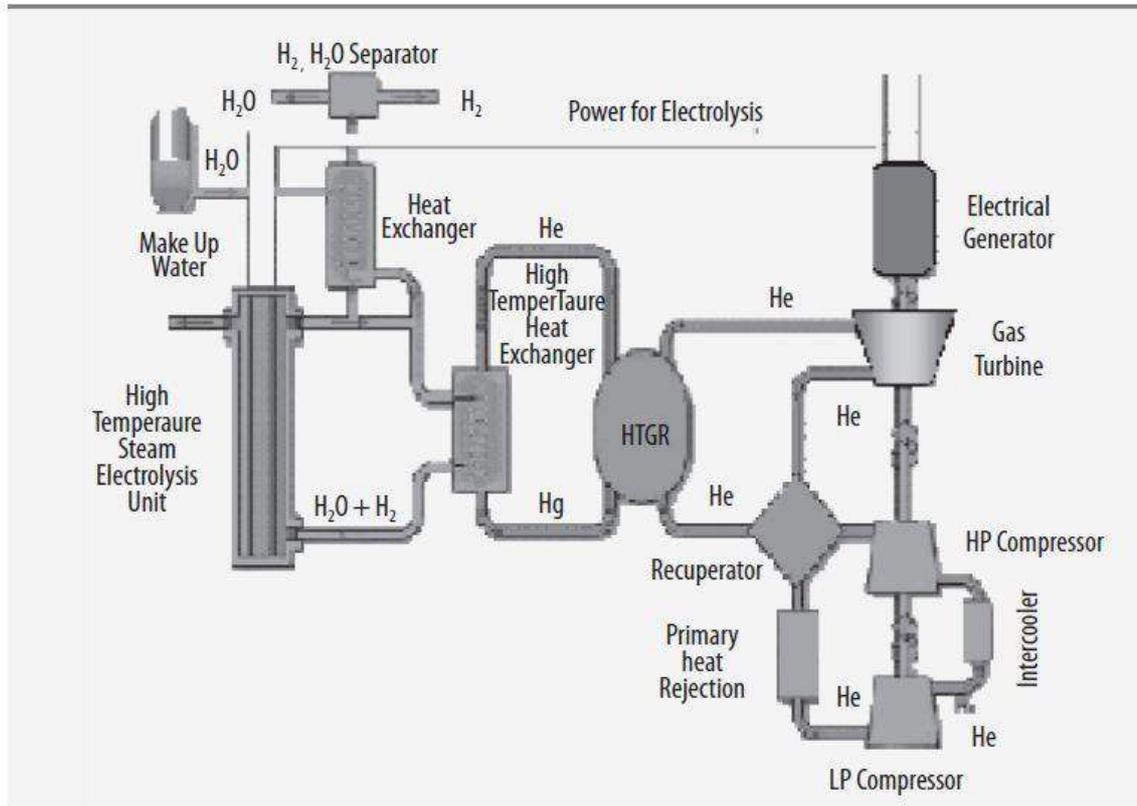
[Figura I-21] Diseño conceptual del reactor rápido refrigerado por plomo (adaptado de [OANR05])



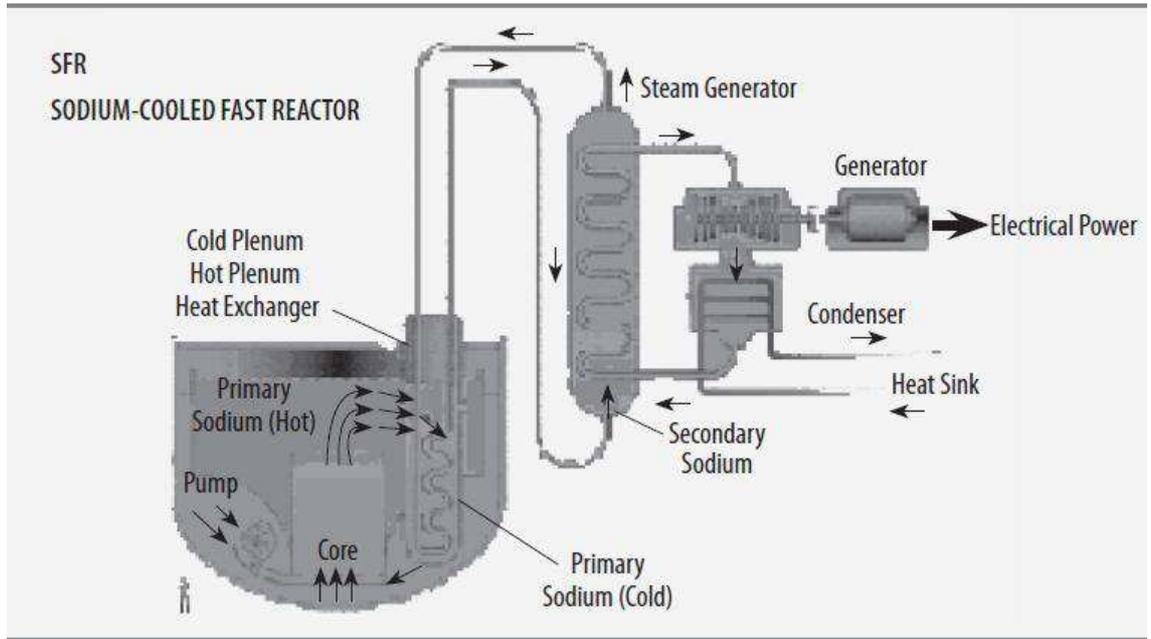
[Figura I-22] Diseño conceptual del reactor de sales fundidas (adaptado de [OANR05])



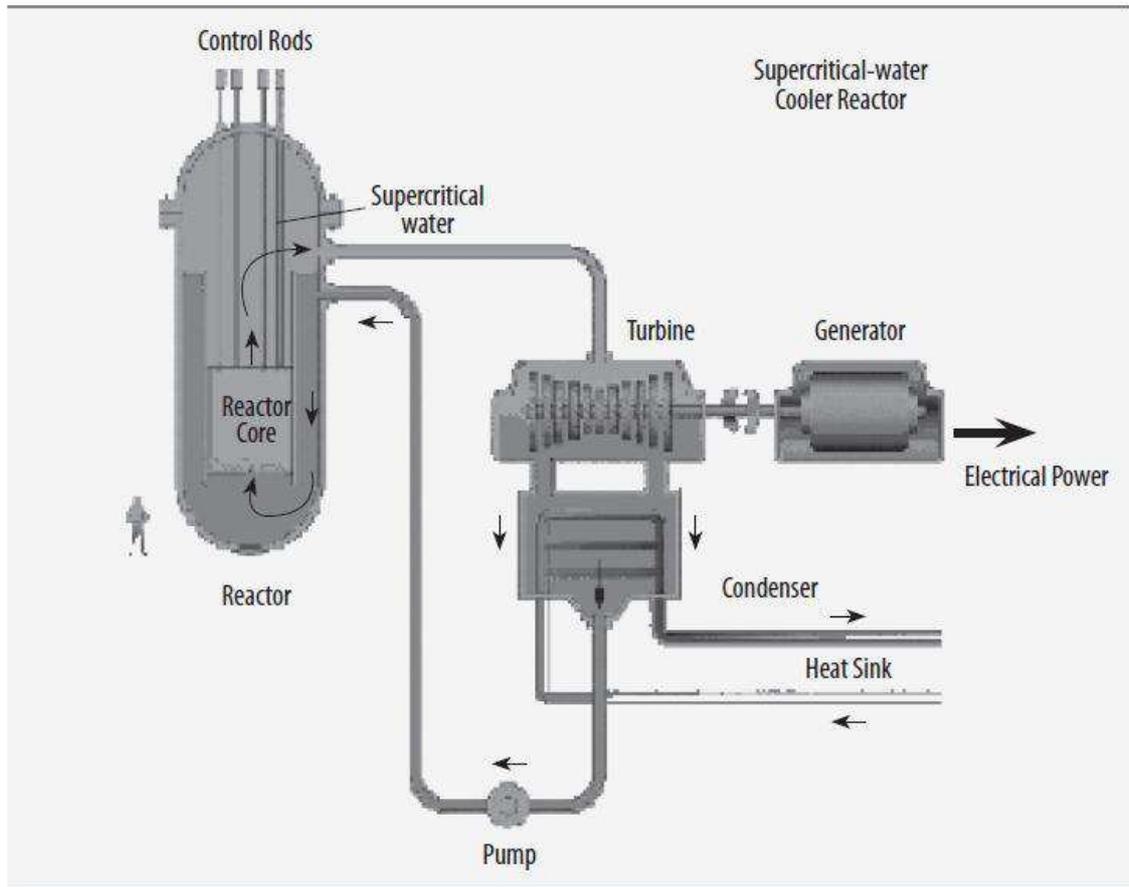
[Figura I-23] Diseño conceptual del reactor de muy alta temperatura, mostrando el acoplamiento para producir hidrógeno mediante electrolisis de alta temperatura (tomado de [OANR05])



[Figura I-24] Diseño conceptual del reactor rápido refrigerado por sodio (tomado de [OANR05])



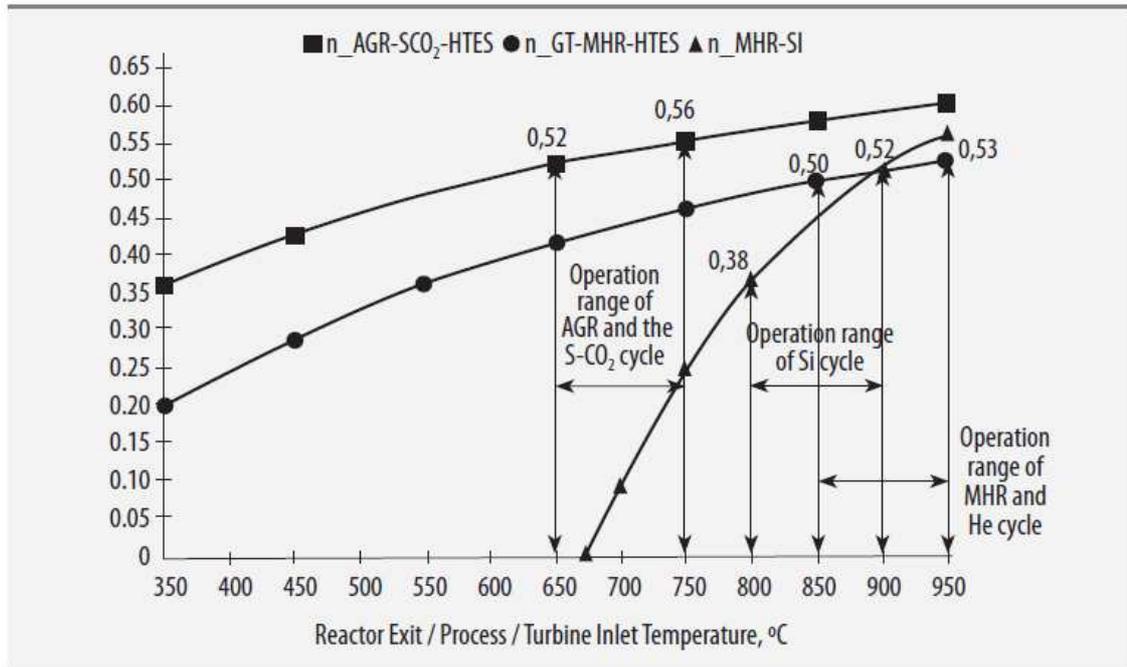
[Figura I-25] Diseño conceptual del reactor refrigerado por agua supercrítica (adaptado de [OANR05])



De los diferentes diseños para producir simultáneamente electricidad e hidrógeno el más avanzado es el VHTR, cuyo reactor presenta dos variantes: una donde el combustible es introducido en elementos prismáticos, y otra con el combustible formando un lecho de bolas (PBMR). Un reactor PBMR de unos 165 MWe será construido por ESKOM en Sudáfrica.

Se prevé la finalización de su construcción en 2008 y comenzar la operación comercial en 2010. JAERI comenzó en 2001 un programa basado en el reactor de combustible prismático para diseñar el sistema GTHTR-300, cuyo prototipo se pretende esté listo en 2010. Las características comunes de estas plantas son el empleo de un ciclo directo de helio, temperatura y presión del núcleo de 850°C y 70

[Figura I-27] Rendimientos en la conversión térmica a hidrógeno con diferentes tecnologías nucleares (tomado de [MART06]). AGR-SCO₂-HTES: reactor avanzado refrigerado por gas (baja temperatura) siguiendo un ciclo supercrítico con CO₂ y produciendo hidrógeno mediante electrólisis de alta temperatura; GT-MHR-HTES: reactor VHTR con producción de hidrógeno por electrólisis de alta temperatura; MHR-SI: reactor de alta temperatura produciendo hidrógeno según el ciclo azufre-yodo, sin producción eléctrica

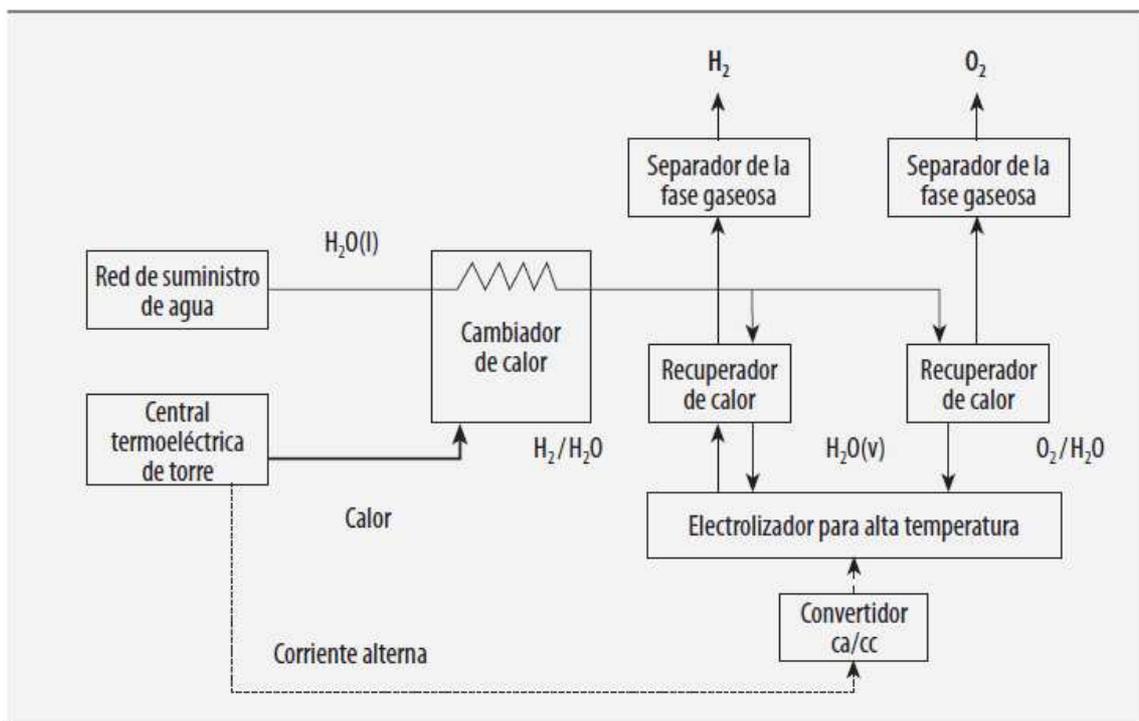


Los procedimientos adecuados para la producción de hidrógeno por vía nuclear son fundamentalmente tres: electrólisis de alta temperatura, ciclo termoquímico del SI y reformado con vapor de moderada temperatura. También son posibles los procesos de des-carbonización, aunque la investigación en ellos se aplica más a la energía solar de alta temperatura, que se comentará más adelante. En la página anterior se describen los sistemas asociados. Los rendimientos obtenidos en la conversión térmica a hidrógeno son diferentes, presentándose un resumen de los mismos en la [Figura I-27]. Se aprecia que la mejor conversión térmica se lleva a cabo por electrólisis, especialmente en el reactor AGR, aunque con este sistema la producción eléctrica para la red resulta mucho menor que con el ciclo termoquímico.

Electrólisis de alta temperatura

En la [Figura I-28] se muestra un esquema del procedimiento, que resulta también común a la energía solar de alta temperatura. El electrolizador es diferente de los empleados en baja temperatura (alcalinos y de membrana de protones). En esta ocasión es de óxidos sólidos.

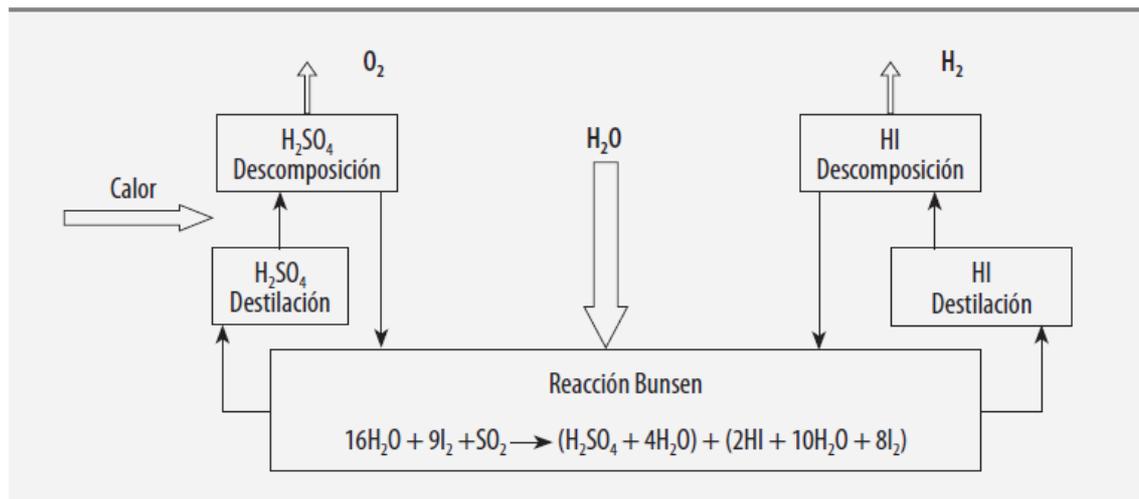
[Figura I-28] Diseño conceptual de la electrólisis de alta temperatura. La fuente térmica puede ser tanto energía solar de alta temperatura, como indica la Figura, como un reactor VHTR como el mostrado en la [Figura I-10]



Ciclo termoquímico SI

El ciclo termoquímico SI requiere entrada de calor a 850°C, pero presenta la ventaja sobre la electrólisis de no requerir consumo eléctrico, con lo que resulta muy adecuado para la producción simultánea de hidrógeno y electricidad, redundando así en una mayor flexibilidad para adaptarse a las demandas del mercado. Si bien resulta también susceptible de ser aplicado a la energía solar de alta temperatura, los costes de producción con ésta se esperan considerablemente mayores (ver [Tabla I-6]). La [Figura I-29] muestra un esquema conceptual de los procesos implicados.

[Figura I-29] Esquema de componentes y flujos del ciclo SI

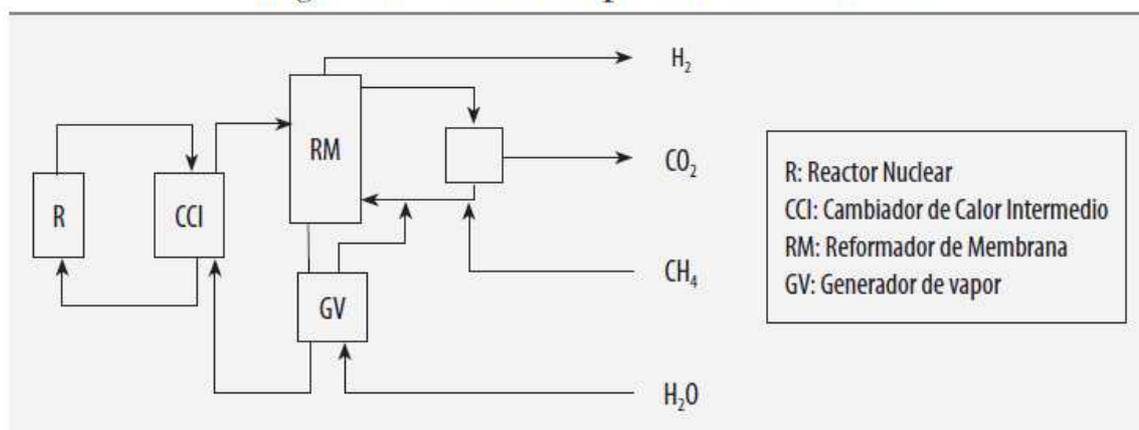


Reformado con vapor de gas natural

Ya se ha comentado que además del proceso convencional de reformado en tres etapas diferenciadas, en el que se consume parte del gas natural para satisfacer la demanda de calor de la reacción (en la variante SMR), existe un reformado de moderada temperatura llevado a cabo por reactores de membrana en una sola etapa y que puede ser activado tanto por energía solar como nuclear [Figura I-13].

En la [Figura I-30] se muestra un esquema conceptual del proceso. Este tipo de plantas consta de un reactor nuclear que cede su calor a través de un intercambiador de calor intermedio al proceso de reformado. El helio que entra en el reformador a alta temperatura es después conducido al sistema de generación de vapor, que consta de un sobrecalentador y una caldera. Dicha caldera es alimentada con agua y consta de un condensador para recuperar el vapor no gastado. El circuito secundario de helio se cierra con un circulador para vencer las pérdidas de carga. El gas natural es alimentado al reformador tras atravesar un recuperador de calor por el que circula el hidrógeno producido.

[Figura I-30] Esquema conceptual del reformado con vapor de gas natural accionado por un reactor nuclear



Energías renovables

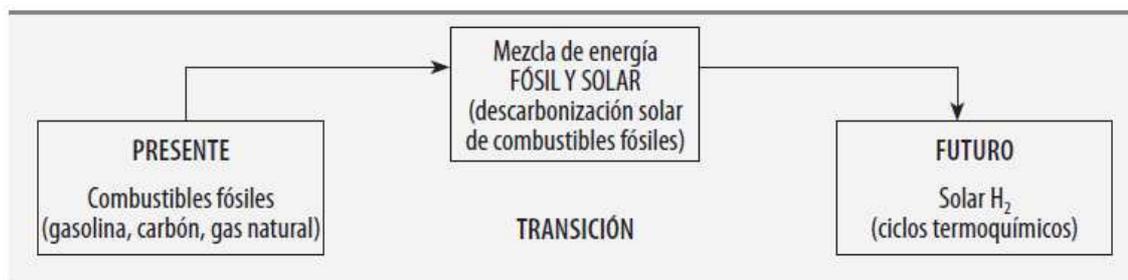
Las energías renovables presentan un gran atractivo para la producción de hidrógeno debido a su gran diversidad tiene diferentes niveles de desarrollo. Así, y según las predicciones del proyecto HyNET [1] recogidas en la [Figura I-17], hoy día son posibles los procedimientos de electrólisis de baja temperatura con energía eólica y fotovoltaica; a partir de 2010 será posible la gasificación de biomasa por medios solares; a partir de 2015 está previsto realizar la des-carbonización de combustibles fósiles mediante energía solar y a partir de 2020 se espera tener disponibles los procesos termoquímicos por energía solar y los fotoquímicos.

Según eso, y simplificado mucho, se podría resumir el escenario temporal en la [Figura I-31] que indica que actualmente casi todo el hidrógeno procede de combustibles fósiles, que a medio plazo las renovables producirán la des-carbonización de dichos combustibles para alcanzar a largo plazo la separación termolítica del agua mediante ciclos termoquímicos.

En todo este escenario, como se ve, se le da un enorme peso a la energía solar de alta temperatura como medio centralizado y masivo de producción de hidrógeno.

En cuanto a los costes, la [Tabla I-8] resume los previstos para las tecnologías principales, incluyendo las renovables, tanto de forma absoluta como hibridadas con combustibles fósiles.

[Figura I-31] Escenario temporal previsible para la producción masiva de hidrógeno vía energía solar de alta temperatura



[Tabla I-8] Costes previstos de producción de hidrógeno con diversas tecnologías

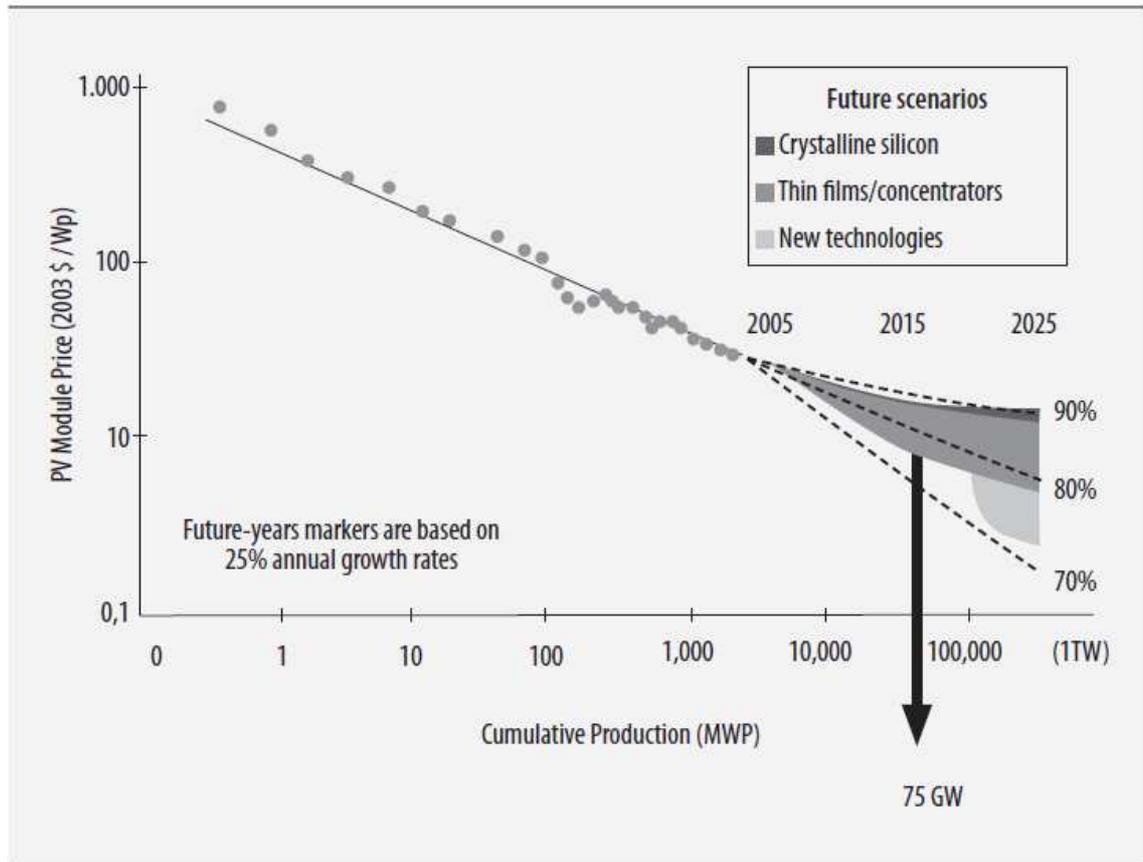
Método/materia base	Parámetros críticos/hipótesis	Costes (\$/MWh)
Basado en combustibles fósiles		
Reformado de gas natural	Sensible a los precios de la materia de base	20-40
Gasificación del carbón	Alta inversión; operación y mantenimiento	50-70
Petróleo crudo POX	Alta inversión; operación y mantenimiento	30-50
Basado en el híbrido solar-fósil		
Reformado solar del gas natural	Calor del proceso solar: 16 \$/MWh	Syngas: 30
Descomposición solar del gas natural	Crédito para la venta de C(gr)	30-50
SynMet solar	Sensible al rendimiento y a la recuperación del calor	100-140
Termólisis solar del H ₂ S	Crédito para la venta de S ₂	40-50
Basado 100% en energías renovables		
Termólisis solar directa del H ₂ O	Materiales; separación H ₂ /O ₂	
Central solar de torre + electrólisis	Electricidad @ 80 \$/MWh	160
Sistemas de disco parabólico con motor Stirling + electrólisis	Electricidad @ 180 \$/MWh	260
Electrólisis de alta temperatura con energía solar	Sistemas de la central de torre; sensible a la temperatura	130
Electricidad PV + electrólisis	Proyección para el 2010	200-300
Foto-electroquímica con energía solar		
Ciclo ZnO/Zn con energía solar	Alta temperatura; materiales	130-150
Energía eólica + electrólisis	Electricidad @ 60 \$/MWh	100-170
Gasificación de biomasa		60-100
Electricidad hidráulica + electrólisis		100

Solar

Aunque a nivel masivo la mayor aplicación de la energía solar es la de alta temperatura, también son posibles otros escenarios ya comentados. Hoy día es técnicamente posible la aplicación de paneles fotovoltaicos para producir electrólisis de baja temperatura. Sin embargo, el alto coste de los mismos sugiere relegar este método a aplicaciones aisladas donde no sea posible otro suministro de hidrógeno, si bien se prevé una reducción en el precio de estos paneles, como muestra la [Figura I-32]. A más largo plazo, y pensando en sistemas descentralizados, los procedimientos foto-electroquímicos se presentan prometedores, con oportunidades para reducir costes, así como los foto-biológicos.

En cuanto a las tecnologías masivas de producción de hidrógeno por energía solar, todas pasan por la energía solar de alta temperatura que se puede obtener de las centrales de torre o de discos parabólicos ilustradas en la [Figura I-33] capaces de obtener las elevadas temperaturas necesarias para los diferentes procesos. La tecnología del campo de heliostatos está madura, con costes por área del campo menores de 150 €/m², habiéndose demostrado temperaturas alcanzadas máximas de 1.000°C y densidades de potencia en el receptor mayores de 2 MW/m². Se han desarrollado modernos sistemas de control y se prevé una reducción de costes del 60% para el 2015. De hecho, las primeras centrales de torre están a punto de ser comercializadas, aunque a día de hoy resultan 2,5 veces más caras que las de combustible fósil.

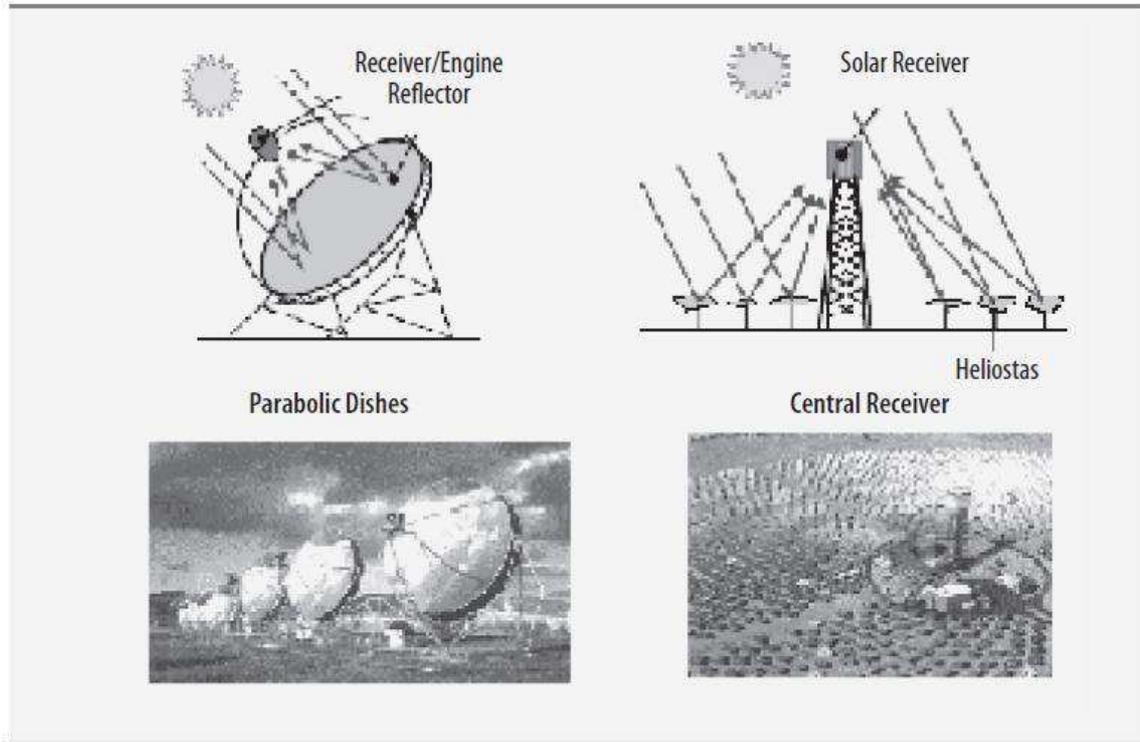
[Figura I-32] Evolución previsible de costes de paneles fotovoltaicos (tomado de [SURE05])



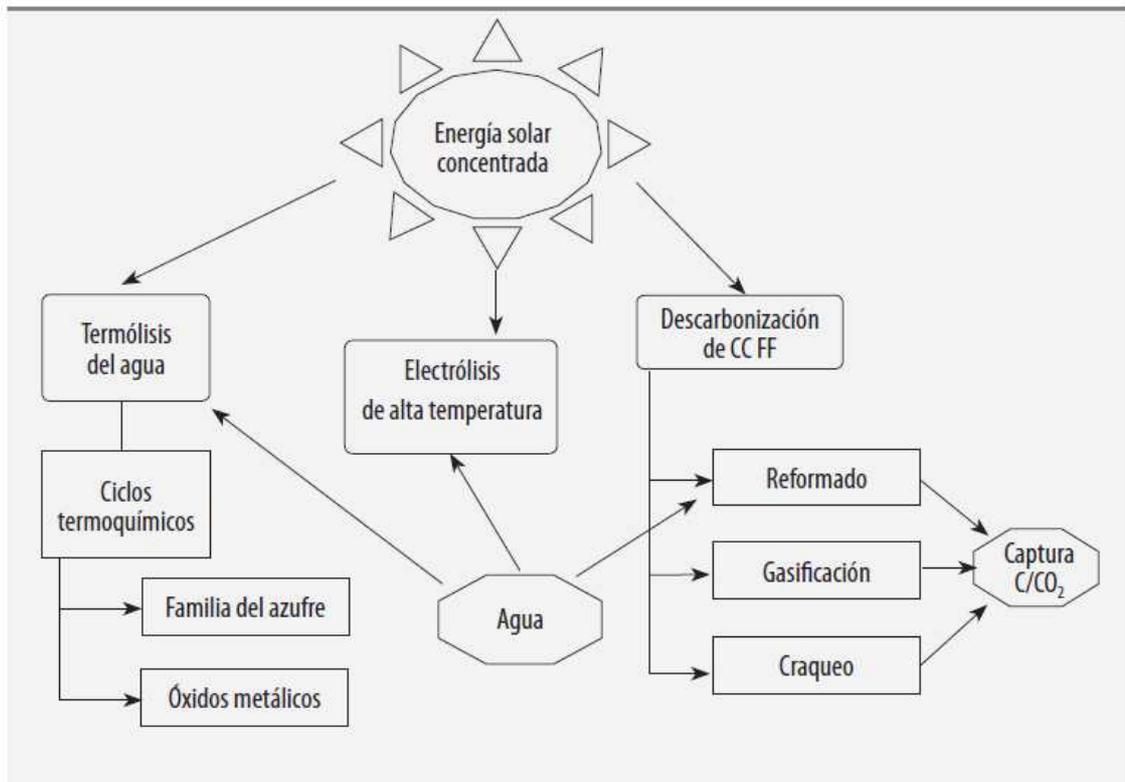
Como se verá seguidamente, existen desarrollos específicos de concentración solar para cada procedimiento que se encuentran a nivel de investigación. La [Figura I-34] presenta las diferentes tecnologías para producción de hidrógeno basadas en procedimientos de alta temperatura.

Además de las tecnologías de electrólisis de alta temperatura, los procesos de descarbonización de combustibles fósiles son los más avanzados. A título de ejemplo se pueden citar:

[Figura I-33] Tecnologías de concentración solar (tomado de [ROME06])



[Figura I-34] Tecnologías de producción de hidrógeno basadas en alta temperatura



- Proyecto SOLREF de la Unión Europea, para el reformado de gas natural empleando un reformador solar de 400 kW alimentado por un campo de heliostatos.
- Proyecto de reformador solar de metano del Tokyo Institute of Technology.
- Proyecto de gasificación de coque de petróleo de la Unión Europea, participado por ETH, PDVSA y CIEMAT.
- Proyectos de pirólisis de gas natural, con diversos diseños para el reactor solar: ETH/PSI, NREL/UC, CNRS, WIS.

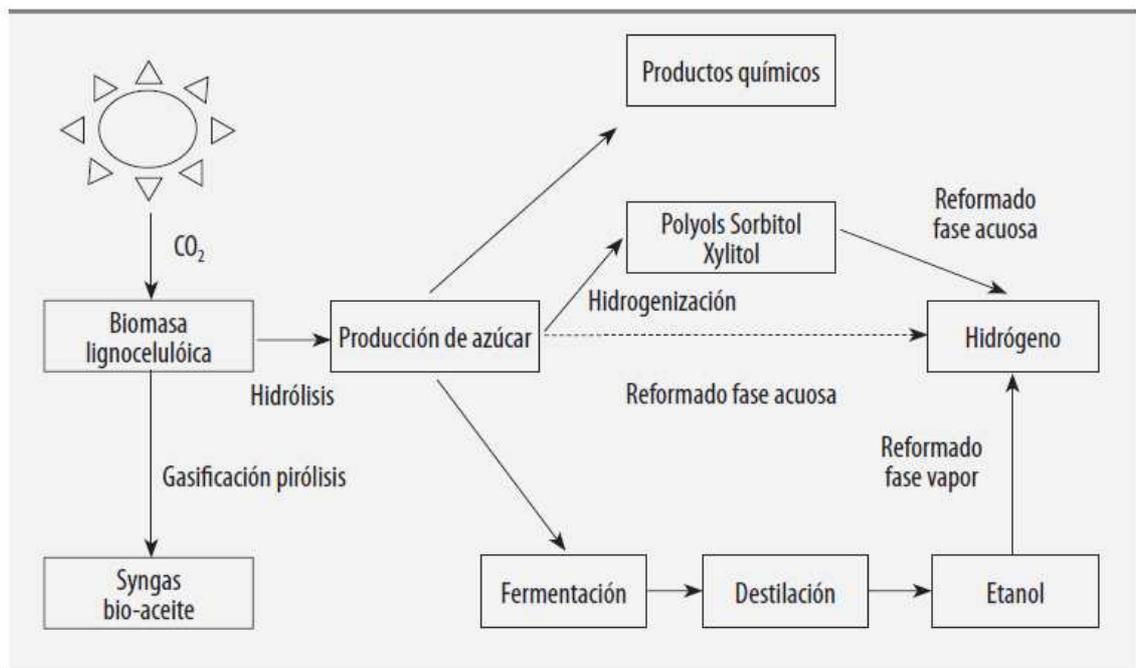
Como tecnologías a más largo plazo se contemplan los ciclos termoquímicos:

- Disociación térmica del Zn/ZnO, ya sea de forma directa o a través de la reducción carbotérmica, ya comentada en la Ecuación [I-14].
- Ciclos SI, por ejemplo a través del proyecto HYTHEC de la Unión Europea.

Biomasa

Los procedimientos para producir hidrógeno a partir de biomasa pueden ser de tipo termoquímico (pirólisis y gasificación) o de tipo biológico (fermentación alcohólica, digestión anaeróbica y procesos metabólicos como la biofotólisis comentada en la energía solar). En general los procesos termoquímicos se emplean en sistemas centralizados y los biológicos en descentralizados, siendo más lentos y costosos que los termoquímicos. La [Figura I-35] muestra los principales procedimientos para aprovechamiento de la biomasa.

[Figura I-35] Principales caminos para producir hidrógeno a partir de la biomasa

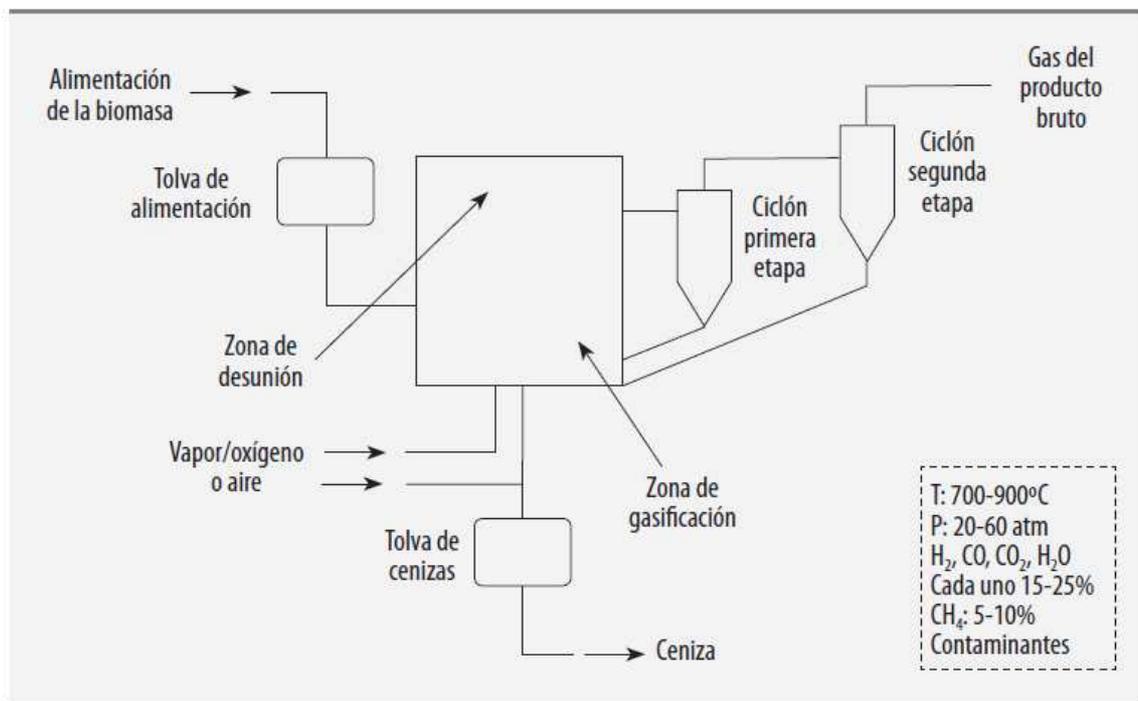


La producción de hidrógeno con biomasa compite con la producción de biocombustibles que resultan más sencillos de introducir en el mercado. En este sentido el uso de biomasa resulta atractivo combinado con la captura y el almacenamiento de CO₂, pues en este caso resultan unas emisiones de CO₂ negativas.

Los procesos termoquímicos presentan una eficiencia entre el 42 y el 72%, con un coste de producción de 100 M€, habiéndose demostrado una producción de gasificación de 100 a 400 toneladas/día y estando la pirólisis en un estadio comercial.

Los retos a resolver en la gasificación y pirólisis se refieren al pretratamiento de la biomasa, la retirada de cenizas y la limpieza del gas de síntesis. Para más adelante es importante mejorar los procesos de transferencia de calor, los portadores de calor para los gasificadores indirectos y el desarrollo de gasificadores de 1 a 10 MWt. La [Figura I-36] muestra un gasificador de biomasa de lecho fluidizado.

[Figura I-36] Gasificador de biomasa de lecho fluidizado



En cuanto a los procesos de reformado de combustibles líquidos obtenidos a partir de fermentación alcohólica o APR a partir de la producción de azúcares de proceso de hidrólisis se puede decir que presenta ventajas de disponibilidad y bajo coste de la materia prima (el coste de producción de hidrógeno depende mucho de esto),

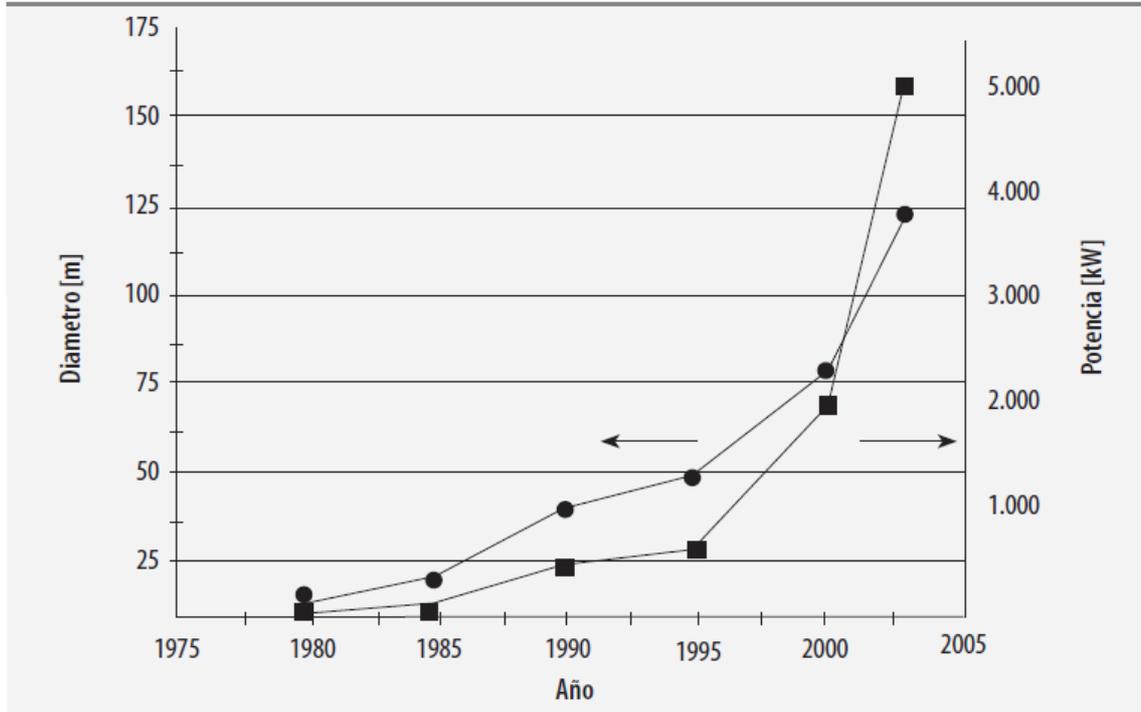
aceptable durabilidad de los catalizadores y tolerancia a las impurezas, siendo necesario el control de la cinética de la reacción mediante catalizadores para evitar la formación de alcanos y metano. Además, el proceso APR resulta adecuado para materias primas húmedas, siendo adecuado para la reacción de desplazamiento.

Eólica

La producción de hidrógeno a través de energía eólica pasa por la electrólisis de baja temperatura y se puede considerar una tecnología disponible hoy día. La eólica se presenta como una tecnología madura, con costes de inversión de 920 factores de carga de 2.350 h/año. Los costes de generación eléctrica varían entre 50 y 65 M€, habiendo más de 50 GW instalados en el mundo. En cuanto a los electrolizadores éstos alcanzan una eficiencia del 80% requiriendo por tanto consumir 3,5 kWh/Nm³ de hidrógeno producido (ver nota al pie 5). La [Figura I-37] sintetiza la evolución tecnológica de los aerogeneradores, desde las máquinas de 50 kW de 1980 hasta las de 5 MW de 2003.

Los electrolizadores actuales son de tipo alcalino, con eficiencias hasta el 80%, temperaturas de trabajo hasta 80°C y presiones de operación entre 1 y 25 bar, con un coste de inversión entre 900 - 2.000 €. Presentan como inconveniente su eficiencia reducida por los costes, situándolos entre 300 - 500 €. Otra alternativa son los electrolizadores de membrana de intercambio protónico que presentan la ventaja de presentar un diseño más compacto debido a que pueden operar a altas presiones y manejan elevadas densidades de corriente; estos modelos presentan como retos la necesidad de incrementar la vida de las membranas.

[Figura I-37] Evolución tecnológica de los aerogeneradores ([ROME06])



Pese a la madurez de la tecnología eólica y de electrólisis de baja temperatura, no se puede pensar en una producción masiva de hidrógeno a partir de la energía eólica, puesto que el poder calorífico del hidrógeno es de 3 kWh/Nm³. Asumiendo una eficiencia del 50% para una pila de combustible de baja temperatura se tendría una eficiencia global del sistema de:

$$\left(3,5 \frac{\text{kWhe aportados al electrolizador}}{\text{Nm}^3\text{H}_2} \right) \left(\frac{1\text{Nm}^3\text{H}_2}{3 \text{ kWh}} \right) \left(\frac{100 \text{ kWh consumidos H}_2}{50 \text{ kWhe producidos por la pila}} \right) = \left(\frac{2,33 \text{ kWhe aportados}}{1 \text{ kWhe producido}} \right)$$

Eso supone que se recupera aproximadamente un 43% de la energía eléctrica generada por energía eólica.

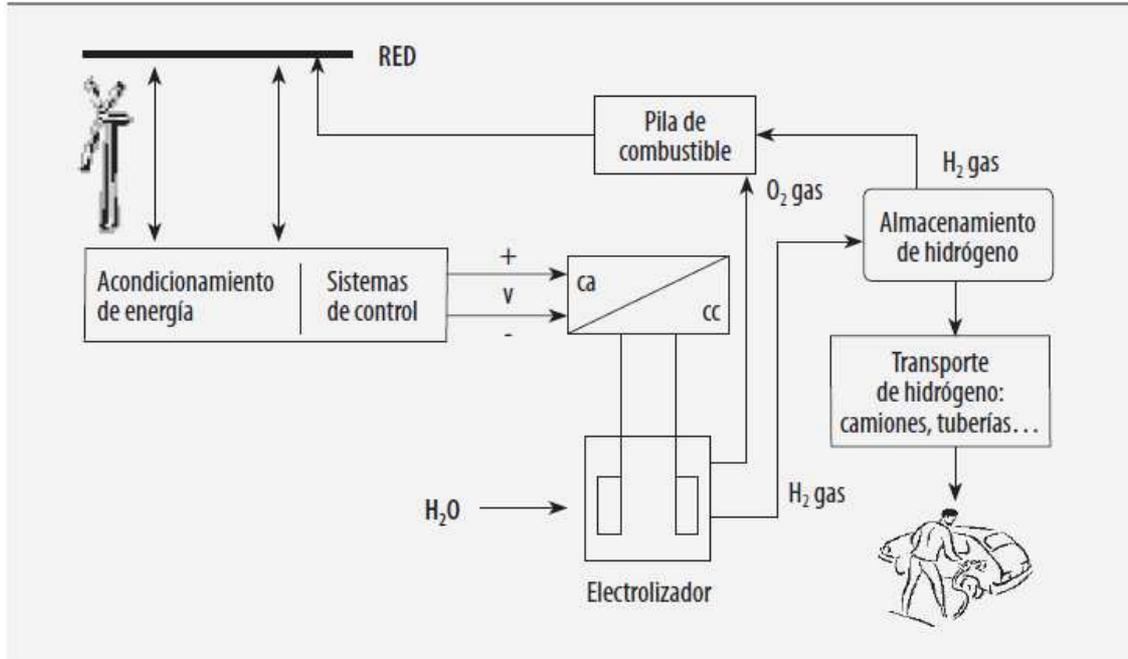
Si bien este resultado claramente no resulta adecuado para la producción masiva de hidrógeno, resulta también dudoso como técnica de acumulación por bombeo de los parques eólicos, es decir, almacenar en forma de hidrógeno la energía producida en horas valle para vender más tarde la electricidad generada por la pila de combustible. Si bien esta técnica juega con las diferentes tarifas de horas valle y punta, el resultado anterior indica que no se puede recuperar más de un 43% de la energía producida inicialmente, lo que lleva a que el ratio de tarifas ha de ser mayor de 2,33 a 1 para que el proceso global sea rentable. En este sentido parece más razonable utilizar la energía producida por el aerogenerador en una central de bombeo hidráulico, que presenta mejores eficiencias de conversión¹¹.

No obstante, si la tecnología de electrolizadores y pilas consigue reducir costes de manera que en inversiones el sistema de hidrógeno fuese competitivo con el hidráulico el primero podría ser más interesante al ser mucho más compacto y requerir menos mantenimiento, una vez que la vida de los electrolizadores y pilas se hubiese mejorado.

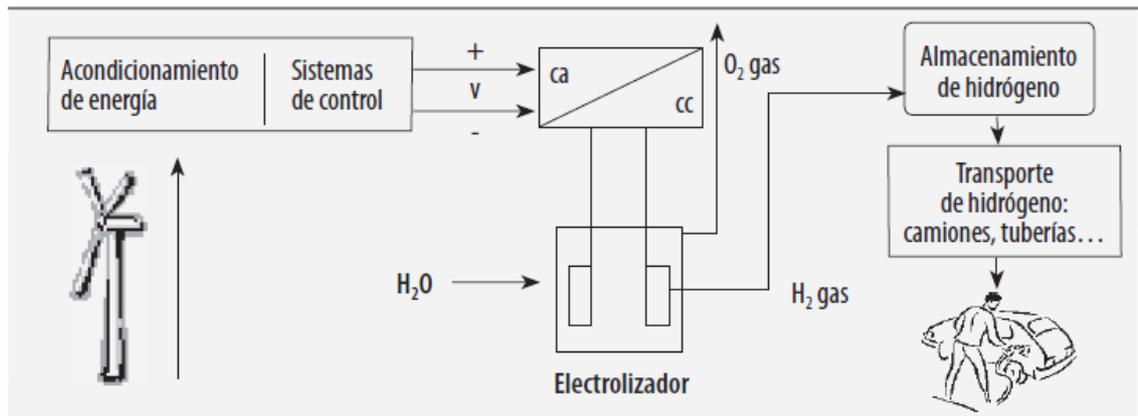
Por estos motivos se está trabajando en la línea de producir hidrógeno por este procedimiento, llamado “wind to hydrogen” $2H_2$, buscando conseguir

- ✓ Aplanamiento de la curva de producción del aerogenerador.
- ✓ Corrección de la producción prevista para minimizar los desvíos de la oferta y obtener así un mejor precio.
- ✓ Mejor seguimiento de la demanda.
- ✓ Trabajo en modo de bombeo para vender en horas punta la electricidad generada en horas valle. La [Figura I-38] muestra un esquema de un parque eólico trabajando en conexión a red que produce hidrógeno para el transporte y además lo emplea como técnica de bombeo. Por el contrario, la [Figura I-39] presenta un parque dedicado exclusivamente a producir hidrógeno para la venta.

[Figura I-38] Obtención de hidrógeno por energía eólica con conexión a red



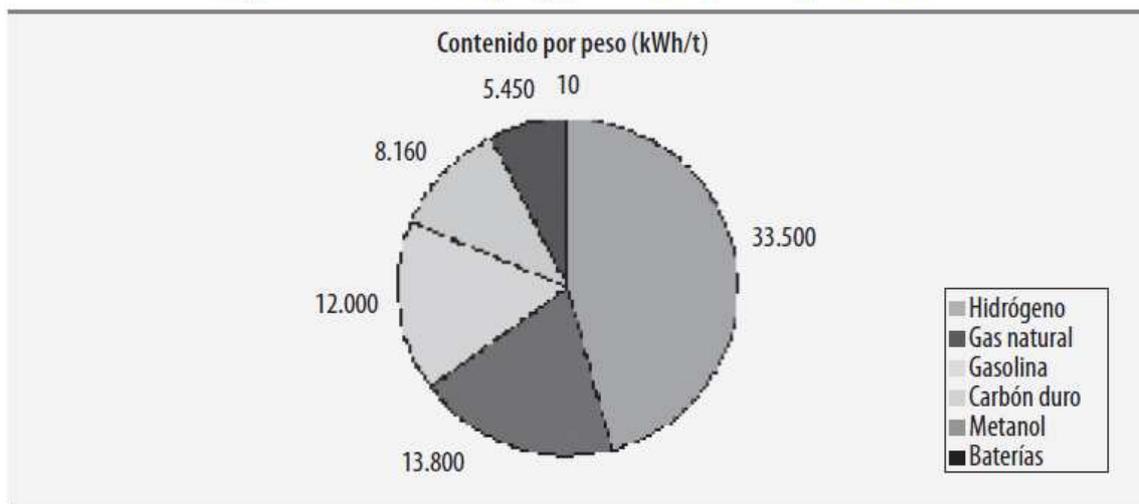
[Figura I-39] Producción de hidrógeno por energía eólica sin conexión a red



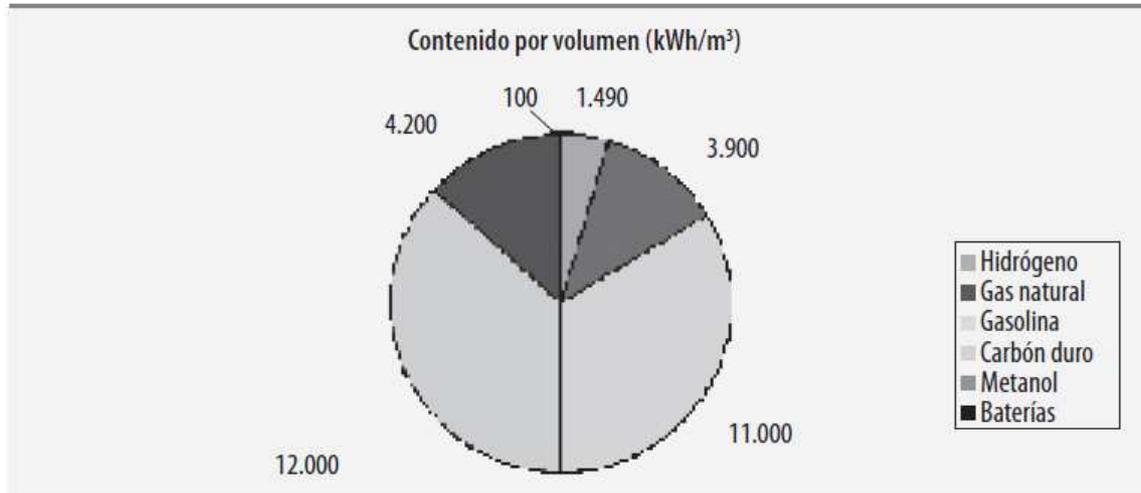
1.3 Almacenamiento.

Al igual que ocurre con los procesos de producción, existen varios procedimientos para almacenar hidrógeno, enfrentándose todos ellos a la realidad expuesta en la [Tabla I-7], y es que el hidrógeno almacena mucha energía por unidad de masa, pero muy poca por unidad de volumen, como muestra la comparativa efectuada en las [Figura I-40]. Este hecho motiva que el almacenamiento de hidrógeno, es decir, la forma de incrementar la densidad volumétrica del procedimiento, sea un campo de investigación muy activo, relacionado estrechamente con el avance en la tecnología de nuevos materiales.

[Figura I-40] Densidad energética por unidad de peso
(el peso se refiere al propio vector, no al contenedor)



[Figura I-41] Densidad energética por unidad de volumen (el hidrógeno se supone comprimido a 700 bar. El volumen es del propio vector, no el del contenedor)



El Departamento de Energía de Estados Unidos, DOE, plantea unos objetivos de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno¹² de 1,2 kWh/litro y un coste de 6 \$/kWh para 2007 y de 1,5 kWh/litro y 4 \$/kWh para 2010.

La [Tabla I-7] expresa las eficiencias volumétricas y másicas para distintas tecnologías de almacenamiento, según la Unión Europea. Como se ve, los sistemas de mejores prestaciones desde el punto de vista del hidrógeno almacenado por unidad de peso son el hidrógeno líquido y el comprimido. Los hidruros resultan sistemas de elevada densidad energética por unidad de volumen, pero de poca masa de hidrógeno almacenada por unidad de peso, a excepción de los hidruros químicos, que resultan competitivos en cuanto a prestaciones con el hidrógeno líquido y comprimido.

[Tabla I-7] Eficiencias volumétricas y másicas de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

	Densidad energética volumétrica teórica [kWh/l] ⁽¹⁾	Densidad energética volumétrica del contenedor [kWh/l] ⁽²⁾	Fracción másica útil de hidrógeno [%] ⁽³⁾	Proyección de la fracción másica útil de hidrógeno [%] ⁽⁴⁾
H ₂ líquido (1 bar; 20 K)	2,4	1,2	6	12
H ₂ comprimido (700 bar; 300 K)	1,3	1,1	4	9
Carbón activado (100 bar; 300 K)	0,6	0,2	1	2
Carbón activado (100 bar; 77 K)	1,9	0,5	4	6
Hidruros metálicos intersticiales (AB ₂ , AB ₃)	4,2	1,8	1,5	2
Hidruros metálicos complejos	4,2	0,7	5	7
Hidruros químicos (NaBH ₄)	3,7	1,4	6	9

(1) Poder calorífico inferior del hidrógeno respecto a su volumen (líquido o comprimido) o al volumen del material de almacenaje (carbón activado e hidruros).

(2) Poder calorífico del hidrógeno respecto al volumen del sistema de almacenamiento.

Datos de 2003.

(3) Masa de hidrógeno contenida en el sistema respecto a la masa del sistema lleno, incluidos elementos auxiliares. Datos de 2003.

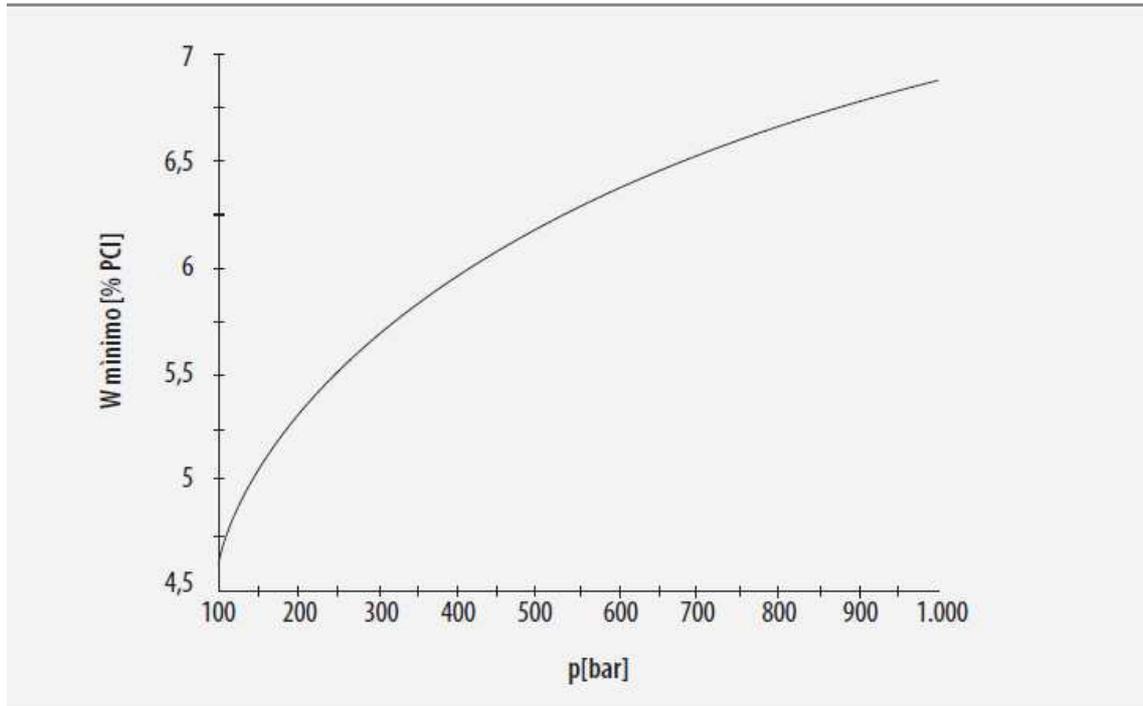
(4) Masa de hidrógeno contenida en el sistema respecto a la masa del sistema lleno, incluidos elementos auxiliares. Proyección a 2015.

1.3.1 Hidrógeno comprimido.

El almacenamiento como gas comprimido es el más sencillo, aunque las densidades energéticas conseguidas son las menores a menos que se emplee alta presión, ya que la densidad energética depende linealmente de la presión si se asume un comportamiento como gas ideal.

Las presiones de trabajo actuales son de 200 bar, llegando a 700 bar en los equipos más avanzados. El consumo energético de este procedimiento viene dado por la necesidad de comprimir el hidrógeno. La [Figura I-42] presenta la mínima energía de compresión requerida, respecto a la energía química contenida en el hidrógeno, según la presión de almacenamiento. Hay que hacer notar que dichos consumos de energía se han calculado para compresiones isoterms reversibles, siendo los consumos reales mayores. Así, el 5,3% teórico para alcanzar 200 bar se convierte en realidad en algo menos del 10%. En cualquier caso, la curva no crece linealmente, lo que supone que en términos relativos resulta más eficaz trabajar a altas presiones. Así, el mínimo consumo para alcanzar los 700 bar es 6,5%, es decir, sólo un 22% más que para alcanzar 200 bar, habiéndose incrementado la presión 3,5 veces. La desviación con la realidad se mantiene, siendo el consumo real para llegar a 700 bar de aproximadamente un 15% de la energía química almacenada en el hidrógeno.

[Figura I-42] Mínimo consumo de energía para comprimir hidrógeno desde 1 atm y 20°C. El consumo se refiere al poder calorífico inferior del hidrógeno



La tecnología de compresión y almacenamiento de hidrógeno comprimido es una tecnología madura, aunque en los últimos años se han hecho grandes esfuerzos en desarrollo para pasar de los 200 bar a los equipos más avanzados de 700 bar.

Dentro de las instalaciones de hidrógeno comprimido se pueden distinguir:

- ✓ Las instalaciones con gran volumen de almacenamiento donde es importante el coste, y no lo es el volumen o la masa del sistema, por tratarse de instalaciones estacionarias. Para reducir el coste se suelen utilizar espacios libres enterrados como cuevas o acuíferos (naturales o artificiales; muchas veces son yacimientos de gas naturales vacíos), en los que se puede almacenar el hidrógeno a pocos milibares y en algunos casos hasta unos 10 bar (lo que supone un gasto muy pequeño en compresión).

- ✓ En las pequeñas instalaciones estacionarias normalmente se busca una solución de compromiso entre el coste, empleando para ellos equipos estándares y el volumen y la masa, ya que normalmente se transporta el hidrógeno hasta estas instalaciones en camiones. Se suelen utilizar botellas de acero estándar con presión de 200 bar, y volúmenes de 10 ó 50 litros.
- ✓ Para instalaciones móviles (transporte o dispositivos portátiles) las botellas de acero no satisfacen plenamente los requerimientos planteados, ya que son pesadas y la presión no es suficientemente alta para que sean poco voluminosas. En los últimos años se han desarrollado materiales avanzados, siguiendo varias líneas (aluminio, compuestos, polímeros, fibras, etc.), que presentan un peso muy inferior al acero manteniendo unas buenas propiedades mecánicas de resistencia. Además estos materiales consiguen almacenar hidrógeno a más alta presión, siendo hoy en día bastante habitual la de 300 ó 350 bar, y existiendo desarrollos de depósitos de hasta 700 bar que están empezando a salir al mercado. Este procedimiento de almacenamiento resulta común en flotas de autobuses, estando favorecido por la experiencia con vehículos de gas natural.

1.3.2 Hidrógeno líquido.

La tecnología criogénica del hidrógeno no está tan extendida como lo está la del hidrógeno comprimido, pero ha alcanzado un alto nivel de madurez, y mantiene una cuota de mercado importante. No obstante es una tecnología compleja que parece que quedará reservada al uso industrial por las complicaciones asociadas al uso generalizado por los ciudadanos. Pese a ello se considera el suministro de hidrógeno líquido para vehículos mediante el uso de brazos robóticos que manipulen las mangueras, etc.

Aun así, el principal campo de aplicación es el almacenamiento a gran escala, incluyendo especialmente el transporte transoceánico en barco.

La temperatura de saturación del hidrógeno a 1 atm es de unos 20 K (-253°C). Esa es la máxima temperatura a la que el hidrógeno existe como líquido a presión ambiente, y que por tanto debe ser mantenida para poder almacenarlo en ese estado.

Esto presenta dos problemas: alcanzar esa temperatura y mantenerla.

Pese a que el calor necesario para condensar hidrógeno a presión ambiente e inicialmente a 20°C representa sólo el 3,2% de la energía química contenida en él este procedimiento no es viable, pues exigiría disponer de un foco térmico de temperatura inferior a 20 K, para lo que habría que disponer de un sistema frigorífico que como mínimo demandase $(293-20)/20$ kWh de energía por cada kWh de frío producido, es decir, que en el mejor de los casos se estaría consumiendo casi un 44% del poder calorífico inferior del hidrógeno almacenado.

El proceso de condensación empleado más frecuentemente es el método Linde que requiere suministrar hidrógeno gaseoso a baja temperatura (como máximo a 183 K para que el sistema comience a funcionar). Esta baja temperatura se puede suministrar a partir de nitrógeno líquido (77 K a presión atmosférica) obtenido en una planta auxiliar.

Existen diversas variaciones sobre el proceso Linde, entre ellas la de Claude y Heylandt. Con carácter general puede decirse que el proceso de licuefacción demanda un 30% de la energía química del hidrógeno almacenada.

Otro inconveniente del hidrógeno líquido es la necesidad de mantener el recipiente a 20 K. Ello se logra como en los tanques de gas natural, recurriendo a cámaras de vacío en las paredes, aunque en el caso del gas natural la temperatura a la que hay que

mantenerlo es de 112 K. El consumo energético demandado por este sistema se cifra entre el 1 y el 2% de la energía almacenada.

Actualmente se está estudiando un sistema híbrido entre la compresión y la licuefacción, el llamado ciclo "crio-comprimido". Se trata de ciclo a presión pero a temperatura criogénica (77 K, lograda mediante nitrógeno líquido).

Este sistema presenta similares prestaciones volumétricas que el hidrógeno licuado pero reduce considerablemente las pérdidas por evaporación, así como la energía consumida.

1.3.3 Hidruros metálicos.

El almacenamiento en hidruros metálicos se realiza por medios químicos, estableciéndose un proceso de "carga" del hidruro asociado al proceso de "descarga" (desorción).

En el proceso de adsorción es preciso reducir la temperatura y retirar calor del hidruro, favoreciéndose así el proceso de carga de hidrógeno en el hidruro. Por el contrario, en el proceso de desorción es preciso calentar el hidruro y operarlo a una temperatura elevada, de modo que se favorece el proceso de liberación del hidrógeno contenido en el hidruro. Se habla de hidruros de alta temperatura cuando la desorción se realiza entre 150 y 300°C; por el contrario, en los hidruros de baja temperatura la desorción se realiza entre 20 y 90°C. En cuanto a las presiones, la adsorción se lleva a cabo entre 30 y 55 bar y la desorción entre 0,7 y 10 bar.

Asumiendo que el calor necesario para la desorción procede de calores residuales (los de la propia pila de combustible, por ejemplo) se estima que la energía consumida por este tipo de almacenamiento es del orden del 13% del poder calorífico inferior del

hidrógeno, siendo por tanto comparable al almacenamiento en hidrógeno comprimido a 700 bar.

La [Tabla I-8] recoge los principales tipos de hidruros que se pueden emplear para almacenar hidrógeno. El elemento A normalmente es una tierra rara o un metal alcalino y tiende a formar un hidruro estable. El elemento B suele ser un metal de transición y sólo forma hidruros inestables. El níquel se suele usar como elemento B por sus propiedades catalíticas para la disociación de hidrógeno. La familia AB₅ presenta un excelente comportamiento a temperatura ambiente, pero tiene una baja capacidad de almacenamiento (inferior al 2% en peso). Por el contrario, los hidruros metálicos basados en Mg y Mg₂Ni tienen una excelente capacidad de almacenamiento (7% en peso) pero resultan muy lentos en su proceso de desorción, incluso después de la activación a 400°C.

[Tabla I-8] Principales familias de hidruros metálicos para almacenar hidrógeno

<u>Compuesto intermetálico</u>	<u>Hidruros</u>
AB ₅	LaNi ₅ H ₆
AB ₂	ZrV ₂ H _{5,5}
AB ₃	CeNi ₃ H ₄
A ₂ B ₇	Y ₂ Ni ₇ H ₃
A ₆ B ₂₃	Ho ₆ Fe ₂₃ H ₁₂
AB	TiFeH ₂
A ₂ B	Mg ₂ NiH ₄

Según Bisquert la densidad volumétrica del almacenamiento en diversos hidruros metálicos llega a ser el doble de la densidad en hidrógeno líquido, si bien a temperatura ambiente la densidad en peso se sitúa por debajo del 2%. Así, con LaNi₅H₆ se consigue una densidad volumétrica de 115 kg/m³ (3,8 kWh/l), pero una densidad en peso de 1,4%¹³.

1.3.4 Otros métodos de almacenamiento.

Otros métodos más novedosos consisten en el empleo de un sólido poroso para adsorber en él el hidrógeno, presentando este procedimiento la ventaja de reducir drásticamente la presión de almacenamiento (desventaja del hidrógeno comprimido y de los hidruros).

Los nanotubos de carbono surgieron en 1991 como una derivación de la investigación en fullerenos llevada a cabo por Sumio Iijima y consisten en una especie de grafito enrollado con forma cilíndrica, constituyendo una estructura muy resistente y con numerosas aplicaciones. Pueden almacenar una gran cantidad de hidrógeno, ya sea adsorbido en la superficie del nanotubo o dentro de la estructura del tubo.

Los primeros trabajos publicados basados en nanoestructuras de carbono mostraban unos almacenamientos excepcionales de hasta el 60% en peso, si bien hoy día estos resultados están muy discutidos. Por otra parte, en la mayoría de los casos estos sistemas precisan operar a temperaturas cercanas a los 80 K ya que a temperaturas mayores se dan grandes pérdidas. Esto hace que algunos autores hayan desestimado el potencial de los nanotubos o nanofibras de carbono frente al carbón activado. Pese a ello, es un terreno de investigación muy activa.

Los fullerenos no dejan de ser moléculas que forman una especie de "cage" en la que se pueden almacenar otras moléculas. Existen otro tipo de moléculas con esta capacidad de ser una "cage" para otras, los denominados clatratos. Los clatratos son moléculas de agua que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura puede encerrar en su molécula a otras, por ejemplo, metano. Se ha descubierto que los clatratos de agua a 2.000 bar y -24°C permiten retener moléculas de hidrógeno.

Recientemente se ha conseguido incorporar hidrógeno en estructuras nanoporosas de moléculas órgano-metálicas a temperatura ambiente. Estas moléculas podrían ser mucho más baratas y más fácilmente escalables que los hidruros metálicos y los nanotubos, aunque es preciso desarrollar métodos que consigan una síntesis eficiente de estos materiales.

1.4 Transporte y distribución.

Una vez almacenado el hidrogeno es posible que el consumidor final demande un servicio de distribución cuya logística vendrá determinada principalmente en función del consumo y necesidades. En la actualidad y para la demanda exclusivamente industrial de hidrógeno el transporte se realiza:

- Por carretera en botellas presurizadas.
- Por ferrocarril o barco en botellas presurizadas o depósitos criogénicos.

En la medida en que se avance en la sociedad del hidrógeno y su uso energético se generalice se podrá pasar a su transporte masivo canalizado, hoy día reservado a los grandes consumidores. Actualmente (y desde hace unos 50 años) existen unos 1.500 m de “ gaseoductos” en EE.UU., Alemania Francia, incientemente. Los gaseoductos convencionales para gas natural admiten una mezcla de hidrógeno en gas natural de entre el 5 y el 30%. Y la construcción de gaseoductos para hidrógeno no supone un gran inconveniente ni técnico ni económico.

El proyecto HyWAYS de la Unión Europea prevé diferentes formas de distribución de hidrógeno atendiendo a las aplicaciones:

- Hidrogeneras con servicio de hidrógeno presurizado. A nivel de transporte por carretera estarían dedicadas al vehículo privado y autobuses urbanos (con pila o con motor de combustión interna), así como a camiones y furgonetas de reparto.

Todas estas aplicaciones serían en mercados masivos.

También se aplicaría este suministro al transporte ferroviario, siendo un nicho de mercado de corto plazo el de transporte de viajeros. En cuanto al transporte marítimo, se produciría un mercado a corto plazo en embarcaciones destinadas a ríos y lagos.

- Hidrogeneras con servicio de hidrógeno líquido. El mercado se establecería a corto plazo para motocicletas, suministrando el hidrógeno en cartuchos.
- Hidrógeno canalizado. Se destinaría a aplicaciones estacionarias, tanto para el sector residencial/comercial con pilas de combustible de menos de 200 kW, como para aplicaciones de generación distribuida con pilas de más de 200 kW.
- Suministro en botellas a presión. Se destinaría a la aviación y vehículos de gran uso (taxis, etc.), siendo ambos campos nichos de corto plazo. Bajo este formato se suministraría el hidrógeno también a aplicaciones portátiles, en sustitución de las actuales baterías.

Dentro de los diferentes sistemas logísticos, el destinado a satisfacer las necesidades de transporte merece una atención especial, debido a ser un mercado masivo.

Existen tres grupos de interés relacionados con una estación de servicio: los usuarios finales, el gestor de la estación y la empresa energética comercializadora del hidrógeno.

Las prioridades principales en los usuarios finales son: la seguridad, el tiempo de repostado, el coste y la disponibilidad, siendo prioritaria la primera. Si bien se lleva utilizando el hidrógeno en la industria durante muchos años ya, el uso por personal no cualificado de forma segura es algo nuevo. Esto va a implicar un diseño de los surtidores de manejo muy sencillo y a prueba de fugas o errores.

La disponibilidad suficientemente extensa y el sobre-coste que la estación de servicio tenga sobre el precio final del combustible son temas económicos que probablemente tengan su solución a largo plazo. Por último, la velocidad de repostado es un problema técnico, que afectará al diseño del esquema de carga y dependerá del tipo de combustible que se imponga –hidrógeno comprimido, licuado o combinado en un compuesto líquido. Los gestores de las estaciones de servicio tienen prioridades parecidas.

En este caso existirán dos tipos de instalaciones diferentes, las que tengan producción “in situ” las que se o sean de producción oducido de forma e tenamente. Para ambos la seguridad, no sólo del cliente, sino de su personal y de toda la instalación, es una prioridad, y para que esta seguridad no encarezca las instalaciones de forma desmesurada, es importante el desarrollo de estándares. La velocidad de repostado, que permita una mayor utilización de las instalaciones es también un parámetro de interés, aunque no el más crítico. El que sí lo será, en este caso, es el económico, que engloba tanto la inversión inicial, los costes de mantenimiento de los equipos y el coste de personal.

Aunque este dependerá de si las estaciones de servicio tienen o no producción, en ambos casos, será necesario que el personal que deba estar de forma permanente en las estaciones de servicio no sea de formación alta, pues esto supondría unos costes inviables.

Por último, los requisitos de las empresas energéticas son claros: unos costes mínimos de transporte. Esto implica que estas empresas son las más interesadas en buscar el óptimo sistema de suministro, probablemente una mezcla de soluciones entre transporte por carretera, por tubería y producción in situ del hidrógeno.

Antes de pasar a analizar cómo afectan estos requisitos de los distintos grupos de interés a las partes de una estación de servicio de hidrógeno, merece la pena mencionar que a lo largo de los próximos años se verá una notable evolución desde las actuales estaciones de suministro, que son meros ensayos de demostración, hasta las hidrogeneras monoproducto finales.

Esta evolución, que será por otro lado la consecuencia de la evolución en el parque automovilístico propulsado por hidrógeno, irá de estaciones de servicio para flotas cautivas, manejadas por personal cualificado (o por lo menos formado en su manejo) en ámbitos controlados, a una amplia red de estaciones de servicio abiertas a los usuarios en ambientes urbanos y cercanas a zonas de viviendas, pasando inevitablemente por un periodo de convivencia con otros productos en el que las estaciones de servicio serán multiproducto.

A lo largo de la misma se definirá la forma más adecuada de distribuir (tubería, camiones o producción “in situ” se incluye el ducto gaseoso, líquido o combinado, se establecerán estándares, y las necesidades de formación y seguridad más adecuadas.

Para el análisis mostrado aquí se supondrá que la forma de uso del hidrógeno que se impondrá será en forma gaseosa. Los principales equipos de la estación de servicio que se verán modificados por la aplicación del hidrógeno serán el surtidor, el sistema de carga, el sistema de almacenamiento, los sistemas de seguridad y el sistema de abastecimiento.

El primero de estos equipos sufrirá cambios diferentes dependiendo del modo de suministrar el hidrógeno que se imponga. Así, si la manera de cargar el hidrógeno en el vehículo es combinado en un compuesto químico (líquido), los cambios serán apenas apreciables. En el caso que se imponga el hidrógeno líquido, el surtidor tendrá que soportar temperaturas muy bajas, y por lo tanto, se necesitarán materiales especiales, y un sistema de retorno del hidrógeno evaporado (inevitable en el

momento de la carga). Por último, en el caso más probable que sea el hidrógeno gaseoso lo que se cargue en el vehículo, aún queda la incertidumbre de la presión a la que éste se ha de suministrar. Esta presión dependerá sólo y exclusivamente del sistema de almacenamiento del automóvil.

En la actualidad, el sistema más extendido es en tanques de hidrógeno comprimido. Hasta la fecha se están utilizando presiones de entre 250 y 450 bar, aunque ya hay proyectos en curso para llegar hasta 750 bar. El uso de presiones tan altas va encaminado a una mayor autonomía de los vehículos, pero implica un manejo más complejo del hidrógeno, especialmente desde el punto de vista de la seguridad. El aumentar la presión de carga implica un aumento en el peso del surtidor, por lo que dificulta su uso por el público en general. Otro aspecto que se verá afectado es la medida de cuanto se ha cargado. Esta probablemente se haga en términos máxicos, e implicará la medida de la temperatura y presión del sistema de almacenamiento del vehículo. Estos sistemas ya existen, aunque probablemente tendrá lugar un refinamiento paulatino de los mismos.

La estrategia de carga es otro de los puntos clave del sistema. Afecta a varias de las prioridades de los grupos de interés mencionados, y es un problema sobre todo técnico. Siempre centrados en el caso de suministro de hidrógeno gaseoso a alta presión, existen dos esquemas básicos de carga, almacenamiento a alta presión y descarga sobre el vehículo, o almacenamiento a presión media y compresión en el momento de la carga. El primero de estos esquemas implica dos sistemas de almacenamiento –uno a alta y otro a “baja” presión– y un compresor de bajo caudal que comprima de forma continua el hidrógeno desde el primer nivel de presión de almacenamiento hasta una presión superior a la presión que se pretenda repostar.

El sistema de almacenamiento final siempre ha de estar a plena carga, y la velocidad de repostado depende de la presión de partida del vehículo. En el segundo caso implica un solo sistema de almacenamiento pero un compresor de alto caudal que se

utilizaría sólo en los momentos de carga del vehículo. También en este caso la velocidad de repostado depende de la relación entre las presiones del vehículo, y en este caso la del sistema de almacenamiento (que no ha de ser fija).

No está claro aún cuál de los dos sistemas es más eficiente, fiable o rápido, mostrando ambos ventajas e inconvenientes que se están estudiando. Al final, se han de lograr unos tiempos de repostado similares a los actuales, con un mínimo coste energético y las mínimas pérdidas de hidrógeno posibles.

El sistema de almacenamiento de hidrógeno en la estación de servicio es uno de los temas que más puede variar a lo largo de los próximos años. Las alternativas principales son cuatro: hidrógeno combinado en un líquido –en este caso el almacenamiento sería en depósitos enterrados igual al actual hidrógeno líquido–, hidrógeno gaseoso a presión o hidrógeno gaseoso en otros sistemas, donde los hidruros metálicos aparecen como la alternativa actual y otros sistemas aparecen como prometedores. La solución no será única, sino que dependerá del sistema de distribución, el tamaño de la estación y su situación respecto a la población –que condicionará el precio del suelo y las medidas de seguridad necesarias– y a las fuentes de materias primas –disponibilidad de gas natural, cercanía a plantas de producción de hidrógeno, etc.

El uso de combustibles gaseosos también va a tener su implicación en las medidas de seguridad que se tengan que tomar en las estaciones de servicio.

Las principales diferencias frente a las medidas actuales se centrarán en la detección de fugas atmosféricas e losi as. En el caso de la producción “in situ” también se han de establecer medidas adicionales para evitar accidentes.

Por último, una de las principales diferencias con las estaciones de servicio actuales se verá en el modo de abastecimiento. En este caso vuelven a aparecer varias

alternativas, como ya se comentó anteriormente, y que probablemente coexistan en una mezcla de soluciones parciales. Lo más probable es que la infraestructura de suministro evolucione desde la producción distribuida en las estaciones de servicio – que inicialmente serán para flotas cautivas– pasando por una producción distribuida a una escala intermedia, donde una sola planta suministre una pequeña zona, a una situación final con grandes plantas y distribución por red de tubería o hidrógeno licuado.

En el caso de estaciones de servicio con producción “in situ”, estos sistemas han de ser suficientemente compactos para no aumentar la huella de la estación, lo que aumentaría la inversión, automáticos y de control remoto, para no aumentar los costes de personal aumentando las necesidades de formación de los operarios, y suficientemente fiables para no tener problemas de suministro o necesidades excesivas de suministro complementario. Las tecnologías que parecen imponerse en este tipo de instalaciones son el reformado de hidrocarburos, cuya logística ya está solucionada, aunque existe el problema de emisiones de CO₂, y la electrólisis de agua, que sólo soluciona el problema de emisiones si la electricidad proviene de fuentes limpias como las renovables y cuya fiabilidad ha de mejorar.

En el caso de suministro del hidrógeno de fuentes externas, el suministro por tubería se realizará de forma equivalente a como se realiza el de gas natural en la actualidad, mientras que el realizado por carretera será probablemente de hidrógeno licuado, donde las únicas variaciones respecto al suministro actual de combustibles líquidos será la tecnología de almacenamiento y trasvase. El suministro por carretera de hidrógeno comprimido no parece que vaya a ser una de las vías principales –salvo saltos tecnológicos en el almacenamiento de hidrógeno comprimido– por la baja densidad energética alcanzada por esta vía, lo que implicaría un número desmesurado de movimientos de camiones.

Sólo como medio de suministro complementario parece que esta tecnología pueda tener relevancia para el abastecimiento de las estaciones de servicio.

1.5 Normativa y seguridad.

No existe ningún combustible cuya utilización esté exenta de ciertos riesgos. De hecho, las propiedades que convierten a una sustancia en un buen combustible (es decir su capacidad liberar mucha energía, y de hacerlo fácilmente y en distintas condiciones) son las mismas propiedades que lo convierten en una sustancia potencialmente peligrosa. Por lo general cuanto mejor sea un combustible, mayores son las medidas de seguridad con las que hay que manejarlo. Y el hidrógeno no es una excepción.

1.5.1 Hidrógeno y seguridad.

Atendiendo a las propiedades físicas del hidrógeno, se pueden ver algunas particularidades frente a otros combustibles desde el punto de vista de la seguridad.

Entre sus ventajas, cabe destacar:

- ✓ Debido a su baja densidad, el hidrógeno es extremadamente volátil, por lo que tiende a difundirse (hacia arriba) a gran velocidad, impidiendo que se formen grandes concentraciones. Esto lo convierte en un combustible especialmente seguro cuando se trabaja en espacios abiertos.
- ✓ El hidrógeno no es tóxico, por lo que en caso de que no haya combustión su riesgo para la salud humana se limita al desplazamiento del oxígeno en ciertas condiciones, frente a la toxicidad del resto de los combustibles.
- ✓ El hidrógeno tiene una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo que la energía liberada por la combustión de un cierto volumen de hidrógeno a una cierta presión es menor que la de otros combustibles (esta propiedad que dificulta el almacenamiento de hidrógeno, es una ventaja desde el punto de vista de la seguridad).

- ✓ Como el hidrógeno tiene altos límites inferiores de inflamabilidad y detonación, es más difícil que se produzca la combustión con concentraciones pobres.
- ✓ La alta temperatura de combustión espontánea del hidrógeno es otra ventaja adicional.

Y entre los inconvenientes se debe mencionar:

- La alta densidad energética por unidad de masa, que lo convierte en buen combustible, es una desventaja en cuanto a seguridad.
- El hidrógeno tiene una muy baja energía de activación comparado con otros combustibles, es decir hay que añadir muy poca energía a una mezcla potencialmente inflamable para que se inicie la combustión. Esto es una gran ventaja en procesos de combustión y sobre todo en procesos electroquímicos (como el de las pilas de combustible), pero es una gran desventaja desde el punto de vista de seguridad, ya que cualquier chispa puede activar la reacción no deseada.
- Su baja temperatura de licuefacción complica no sólo funcionalmente el almacenamiento y uso del hidrógeno líquido, sino también la seguridad asociada.
- Debido al pequeño tamaño de su molécula, el hidrógeno es altamente fugable, por lo que las instalaciones de almacenamiento y distribución de hidrógeno deben estar especialmente bien selladas y correctamente inspeccionadas para detectar las fugas.
- El hecho de que hidrógeno es invisible e inodoro hace que los escapes sean indetectables con los sentidos por lo que se requiere tener equipos de detección.
- Su llama, además, es invisible a la luz del día, lo cual supone un peligro extra.
- Como el hidrógeno tiene altos rangos de inflamabilidad y detonación, es más peligroso que otros combustibles en mezclas ricas en combustible.

- Por algunas de las propiedades antes mencionadas, se puede concluir que el hidrógeno es un combustible menos seguro que otros cuando se trabaja en espacios confinados en los que se puede producir acumulaciones potencialmente peligrosas en los techos.

Entre las medidas que se pueden tomar para extremar la seguridad al trabajar en una instalación con hidrógeno, se pueden destacar las siguientes:

- ✓ Hay que asegurar la extracción colocando un extractor en la parte más alta del habitáculo, procurando favorecer una buena ventilación y trabajando en habitáculos con volúmenes grandes, para facilitar la dispersión.
- ✓ Las botellas de hidrógeno se han de ubicar en el exterior de los edificios.
- ✓ Se deben emplear equipos de seguridad intrínseca, es decir, aquellos que no producen chispas al ambiente.
- ✓ Se deben instalar detectores de concentración de hidrógeno, que tengan alarmas cuando se superen niveles establecidos.

Hay algunos datos que avalan la seguridad asociada al hidrógeno, siendo el principal el hecho de que su producción y uso industrial es una tecnología relativamente madura, que puede presumir de un pequeño índice de accidentes y siniestros. No ha habido casi accidentes en casi 100 años de producción industrial, a la que se dedica un 1,8% del consumo energético mundial para producir 50.000 millones de metros cúbicos al año (que fundamentalmente se usa en refinerías para la mejora de gasolinas y gasóleos), y que se transporta por carretera y barcos y por más de 1.500 km de hidrogenoductos.

Pese a ello, parte del público en general e incluso una parte de la comunidad científico-técnica tiene tendencia a pensar en el hidrógeno como en algo peligroso. En parte esto es así por la asociación de ideas en parte de la población del hidrógeno con dos hechos concretos, la bomba H y el desastre del dirigible Hindenburg.

Esta tendencia negativa se va invirtiendo en los últimos años con la aparición frecuente en prensa de noticias relacionadas con el hidrógeno como energía limpia o energía de futuro.

La bomba H y el uso del hidrógeno como combustible no tienen ninguna relación, pero el caso del dirigible Hindenburg ha sido un freno para el desarrollo del hidrógeno en los países que afectó (EE.UU. y Alemania) que precisamente son dos de los que lideran la tecnología.

Desde que ocurrió el accidente en 1937 hasta 1999 (cuando sólo los más viejos lo podían recordar) existía la creencia de que el principal culpable del accidente había sido el hidrógeno, pero un estudio concluido en 1999 demostró que el accidente fue causado por la inflamabilidad del recubrimiento de la lona del dirigible, y que el hidrógeno (al expandirse hacia arriba) no causó ninguna de las muertes (que se debieron a los saltos de los viajeros por el pánico y a las quemaduras causadas por el recubrimiento del dirigible).

Un estudio realizado por Michael Swain en la Universidad de Miami hace unos años puso de manifiesto la seguridad de un vehículo de hidrógeno. A partir de un coche de hidrógeno y uno similar de gasolina, produjo daños equivalentes en los depósitos y forzó la combustión. El coche de hidrógeno sufrió daños leves (sin peligro para los posibles ocupantes), mientras que el de gasolina quedó totalmente destrozado.

1.5.2 Legislación y normalización.

Conviene aclarar algunos términos que habitualmente se confunden. Legislación o reglamentación se refiere a aquellas leyes o reglamentos que son de obligado cumplimiento, que su elaboración es competencia de las autoridades y que se realizan para proteger a los ciudadanos. La autoridad pone asimismo los medios para asegurar que se cumplan.

La normalización se refiere a los estándares o normas que elaboran los comités de normalización a petición de la industria, bajo consenso de los expertos y de las distintas compañías competidoras que se hacen con objeto de favorecer la comercialización de los productos, y cuyo cumplimiento es optativo.

Actualmente existe una reglamentación bastante clara y completa para instalaciones fijas con hidrógeno (en España cubierta por distintos reglamentos), pero hay un vacío para los vehículos a hidrógeno, ya que una buena parte de las directivas parciales que hay que cumplir para conseguir una homologación no son aplicables para los componentes específicos.

Naciones Unidas está preparando, a instancias del proyecto EIHP, un reglamento para estos vehículos que de ser aceptado por los distintos países puede cubrir este vacío.

Mientras tanto existe una cierta libertad, y algunos países como Francia no ha permitido hasta hace poco la circulación de vehículos a hidrógeno ya que no existía una ley que lo autorizara, mientras que otros países lo permitían por que no había una ley que lo prohibiera. Los autobuses que ahora circulan por España han conseguido un permiso especial después de un proceso por el que se han cumplido todas las directivas parciales aplicables, se ha asegurado el cumplimiento por analogía del reglamento de vehículos a gas natural, así como de las propuestas del proyecto EIHP, y se ha exigido la homologación de los depósitos y certificados de alta y baja presión y de alta y baja tensión.

En paralelo el Ministerio de Hacienda ha autorizado el uso del hidrógeno como combustible (exento de impuestos si se usa en pila de combustible). Respecto a la normalización, son numerosas las organizaciones y los comités que trabajan en algunos aspectos de las tecnologías del hidrógeno, entre los cuales se pueden destacar:

- La National Fire Protection Association (NFPA).
- La International Organization for Standardization (ISO), donde existe un comité (el ISO-TC 197) dedicado exclusivamente a tecnologías energéticas del hidrógeno.
- El International Electrotechnical Committee (IEC), donde existe un comité (el IEC-TC 105) dedicado exclusivamente a pilas de combustible.

CAPITULO 2: PILAS DE COMBUSTIBLE.

2.1 Ecuaciones de comportamiento.

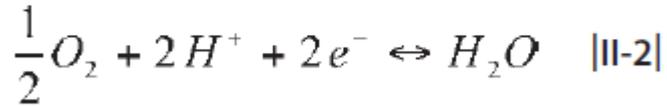
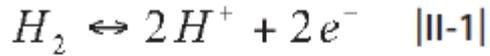
2.1.1 Introducción.

Una pila de combustible es un dispositivo de conversión directa de energía, capaz de transformar en energía eléctrica la energía química de un combustible.

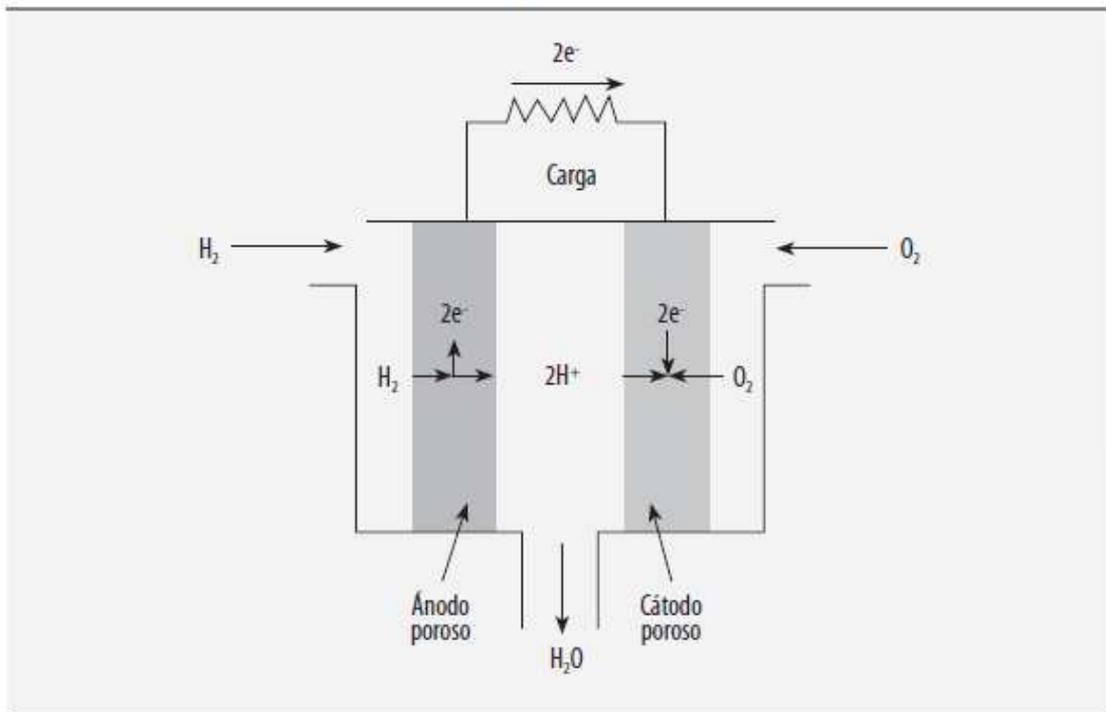
Dicha transformación la realiza sin recurrir a un ciclo termodinámico, por lo que no está sujeta al límite de Carnot.

Aunque hay muchos tipos de pilas de combustible, en esta sección se hará la exposición a partir de las llamadas pilas de membrana de intercambio protónico (PEMFC) que trabajan a baja temperatura (unos 90°C) empleando como combustible hidrógeno puro y como comburente oxígeno. Esto permitirá particularizar las ecuaciones generales a un caso real, obteniendo así un orden de magnitud; la generalización a otros tipos de pilas se realiza sin dificultad.

La [Figura II-1] ilustra de forma esquemática el comportamiento de una pila tipo PEMFC. En ella las irreversibilidades asociadas a la reacción química de combustión se han sustituido por un proceso electroquímico, de manera que el combustible se reduce en la superficie del ánodo, fluyendo los iones de hidrógeno (H^+) hacia el cátodo a través del electrolito, donde reaccionan con el comburente (oxidante) produciendo agua. Como parte de la reacción anódica [II-1] se producen electrones, que a través de un circuito externo (carga) son suministrados al cátodo, dando lugar a la reacción catódica [II-2]. El electrolito tiene como misión impedir el paso de los electrones y separar el combustible y el comburente, de modo que la reacción de combustión se reemplaza por reacciones redox en los electrodos.



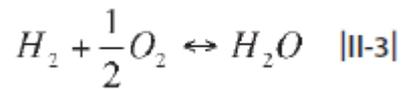
[Figura II-1] La operación de una pila de combustible de hidrógeno-oxígeno



2.1.2 Trabajo reversible y potencial de equilibrio.

Como se aprecia en la [Figura II-1], una pila de combustible es un sistema abierto, que de manera continua consume un combustible y un comburente, produciendo un trabajo eléctrico. De hecho, la reacción global de la pila, considerando de manera conjunta ambos electrodos, es la reacción de combustión del hidrógeno [II-3], aunque a diferencia de en un proceso de combustión, en una pila esta reacción se verifica en condiciones relativamente próximas a la reversibilidad pues el combustible y el comburente no entran en contacto dando lugar a una reacción de combustión, sino que verifican una reacción electroquímica, con irreversibilidades

menores. Por otra parte, el trabajo eléctrico se obtiene de forma directa, sin necesidad de transformar el calor liberado en la reacción en trabajo mecánico previamente.



El balance energético para un sistema abierto como el mostrado en la [Figura II-1] que opera en régimen permanente viene dado por la Ecuación [II-4], en la que todos los flujos entrantes se refieren a 1 mol de combustible, “ ” designa los diferentes productos de la reacción, “ ” los reactivos todos los términos se consideran positivos.

$$\sum n_r \bar{h}_r = \bar{q} + \bar{w} + \sum n_p \bar{h}_p \quad \text{||I-4|}$$

El balance de entropía para el mismo sistema, considerando que para operar de forma isoterma disipa calor al ambiente, a temperatura T_{amb} , se muestra en la Ecuación.

$$\sum n_r \bar{s}_r + \bar{s}_{gen} = \frac{\bar{q}}{T_{amb}} + \sum n_p \bar{s}_p \quad \text{||I-5|}$$

Eliminando el calor entre las Ecuaciones [II-4] y [II-5] se obtiene que el trabajo producido por la pila sea:

$$\bar{w} = \sum n_r \bar{h}_r - \sum n_p \bar{h}_p - T_{amb} \left(\sum n_r \bar{s}_r - \sum n_p \bar{s}_p \right) - T_{amb} \bar{s}_{gen} \quad \text{||I-6|}$$

El trabajo anterior será máximo cuando la pila opere de forma internamente reversible, por lo que:

$$\bar{w}_{rev} = \sum n_r \bar{h}_r - \sum n_p \bar{h}_p - T_{amb} \left(\sum n_r \bar{s}_r - \sum n_p \bar{s}_p \right) \quad \text{||I-7|}$$

Debido a que las Ecuaciones [II-4] a [II-7] se refieren a una reacción química.

Las entalpías de cada especie se encuentran referidas a la entalpía de formación (\bar{h}_i^0) y las entropías se entienden como entropías absolutas, fijado el origen por el Tercer Principio de Termodinámica (referencia JANAF). De este modo la entalpía de la especie i -ésima vendrá dada por la Ecuación [II-8a] y la entropía por la [II-8b, donde el ndice “0” indica el estado estnda de eficiencia 25 C 101,325 kPa y 1 M), representa la entropía absoluta de la especie i -ésima a la temperatura T y presión 101,325 Pa “ i ” e esenta la esi n acial de la especie i -ésima.

$$\bar{h}_i(T) = \bar{h}_{f,i}^0 + \Delta\bar{h}_{i,T_0 \rightarrow T} \quad \text{[II-8a]}$$

$$\bar{s}_i(T, p_i) = \bar{s}_i^0(T) - \bar{R} L \left(\frac{p_i}{p_0} \right) \quad \text{[II-8b]}$$

Por simplicidad se va a adoptar como temperatura ambiente la del estado estándar. De este modo, para una reacción que se verificase a una temperatura T la Ecuación [II-7] daría:

$$\bar{w}_{rev} = \sum n_r \bar{h}_{f,r}^0 - \sum n_p \bar{h}_{f,p}^0 - T_0 \left(\sum n_r \bar{s}_r^0(T_0) - \sum n_p \bar{s}_p^0(T_0) \right) - \Delta H + T_0 \Delta S + \bar{R} T_0 L \frac{\prod p_{i,r}^{n_r}}{\prod p_{i,p}^{n_p}} \quad \text{[II-9a]}$$

Donde:

$$\Delta H = \sum n_p [\bar{h}_p(T) - \bar{h}_p(T_0)] - \sum n_r [\bar{h}_r(T) - \bar{h}_r(T_0)] \quad \text{[II-9b]}$$

$$\Delta S = \sum n_p [\bar{s}_p^0(T) - \bar{s}_p^0(T_0)] - \sum n_r [\bar{s}_r^0(T) - \bar{s}_r^0(T_0)] \quad \text{[II-9c]}$$

La primera parte de la Ecuación [II-9a] representa la disminución de la Función de Gibbs en una reacción que ocurriese a temperatura estándar, de modo que la Ecuación [II-9a] se puede expresar alternativamente como:

$$\begin{aligned} \bar{w}_{rev} &= \sum n_r \bar{g}_{i,r}^0 - \sum n_p \bar{g}_{i,p}^0 - \Delta H + T_0 \Delta S + \bar{R} T_0 L \frac{\prod p_{i,r}^{n_r}}{\prod p_{i,p}^{n_p}} = \\ &= -\bar{g}_{reacción}^0 - \Delta H + T_0 \Delta S + \bar{R} T_0 L \frac{\prod p_{i,r}^{n_r}}{\prod p_{i,p}^{n_p}} \approx -\bar{g}_{reacción}^0 - \bar{R} T_0 L \frac{\prod p_{i,p}^{n_p}}{\prod p_{i,r}^{n_r}} \end{aligned} \quad \text{[II-9a']}$$

En la Ecuación [II-9a'] se ha despreciado finalmente la variación con la temperatura de la entalpía y la entropía, habida cuenta de los valores habituales. Al final de la sección se ilustrará la validez de esta aproximación.

Hasta aquí se ha considerado la reacción global de la pila en medio gaseoso. Sin embargo, la pila opera mediante reacciones redox en disolución acuosa. La deducción llevada a cabo hasta ahora tiene, no obstante, validez, pues en disolución acuosa se puede aplicar el tratamiento de gases ideales reemplazando las presiones parciales por las concentraciones, debido a que la Ley de la Presión Osmótica tiene la misma forma que la Ecuación de estado del gas ideal. En ese caso, la Ecuación [II-9a'] pasaría a ser:

$$\bar{w}_{rev} = -\bar{g}_{reacción}^0 - \bar{R} T_0 L \frac{\prod [X]_p^{n_p}}{\prod [X]_r^{n_r}} \quad \text{[II-10]}$$

La Ecuación [II-10] indica que si las concentraciones de los reactivos y productos fuesen 1 M el trabajo reversible realizado por la pila vendría dado por la disminución de la Función de Gibbs en la reacción. Realmente, la Ecuación [II-10] incluirá tanto concentraciones (para los iones) como presiones parciales (para los gases de alimentación y producto). Por simplicidad se va a plantear el resto de ecuaciones sólo en términos de concentraciones.

Para obtener el potencial de equilibrio (internamente reversible) de la pila es preciso recurrir a la relación entre trabajo eléctrico, carga y potencial:

$$\bar{w}_{rev} = E_{rev} n \left(\frac{\text{mol } e^-}{\text{mol fuel}} \right) \underbrace{N_A \left(\frac{n^{\circ} e^-}{\text{mol}} \right) Q_e \left(\frac{C}{1e^7} \right)}_F = E_{rev} n F \quad \text{||I-11a|}$$

Donde se ha introducido la Constante de Farada $F = 96.485 \text{ C/mol}$ “n” toma el valor de 2 para la reacción anódica en una PEMFC

Despejando de la Ecuación |II-11a| se obtiene el potencial del equilibrio de una pila de combustible:

$$\bar{E}_{rev} = \frac{-g_{reacción}^0}{nF} - \frac{\bar{RT}_0}{nF} L \frac{\prod [X]_p^{n_p}}{\prod [X]_r^{n_r}} = E_{rev}^0 - \frac{\bar{RT}_0}{nf} L \frac{\prod [X]_p^{n_p}}{\prod [X]_r^{n_r}} \quad \text{||I-11b|}$$

La Ecuación |II-11b| no es más que la Ecuación de Nernst, que puede adoptar también la forma más práctica empleando logaritmos decimales y habiendo sustituido el valor de la constante de los gases ideales y de la temperatura estándar:

$$E_{rev} = E_{rev}^0 - \frac{0,059}{n} \log \frac{\prod [X]_p^{n_p}}{\prod [X]_r^{n_r}} \quad \text{||I-11c|}$$

Seguidamente se van a particularizar las ecuaciones anteriores para las reacciones de una pila PEMFC, Ecuaciones |II-1| a |II-3|. En la |Tabla II-1| se muestran los valores de las propiedades de reactivos y productos, con lo que la entalpía de formación resulta ser la entalpía a 25°C. Si se considera una pila trabajando a 25°C, con concentraciones de 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa para reactivos y productos, se tiene:

$$\bar{w}_{rev} = 0,5\bar{h}_{f,O_2}^0 + \bar{h}_{f,H_2}^0 - \bar{h}_{f,H_2O}^0 - T_0 \left(0,5\bar{s}_{O_2}^0(T_0) + \bar{s}_{H_2}^0(T_0) - \bar{s}_{H_2O}^0(T_0) \right) = -(-241820) - 298,15(0,5 \times 204,9 + 130,6 - 188,6) = 228567 \text{ J/mol H}_2$$

$$E_{rev}^0 = \frac{228567 \text{ J/mol H}_2}{2 \text{ mol e}^- / \text{mol H}_2 \times 96485 \text{ C/mol e}^-} = 1,184 \text{ V}$$

En el caso de considerar la reacción a 90°C, temperatura habitual para este tipo de pilas, los términos correctores –Ecuaciones [II-9b] y [II-9c]– pasan a ser:

$$\Delta H = -239622 + 241820 - (1882 + 0,5 \times 1921) = -644,5 \text{ J/mol}$$

$$\Delta S = 195,3 - 188,6 - [(136,3 - 130,6) + 0,5 \times (210,8 - 204,9)] = -1,95 \text{ J/mol - K}$$

Según esto, el trabajo reversible producido a 90°C resulta:

$$\bar{w}_{rev} = 228567 + 644,5 - 298,15 \times 1,95 = 228630 \text{ J/mol}$$

Y el potencial de equilibrio:

$$E_{rev}^0 = \frac{228630}{2 \times 96485} = 1,185 \text{ V}$$

Es decir, que operar a una temperatura diferente de la estándar sólo ha repercutido en 1 mV en el potencial de equilibrio y en menos de un 0,03% en el trabajo reversible. Se puede comprobar que si la temperatura de operación hubiese sido 1.000°C (fuera del rango de operación de estas pilas, pero habitual en otras, como las SOFC) el potencial de equilibrio obtenido habría sido de 1,205 V, es decir, un incremento de 21 mV. Esta variación tan lenta es la que permite diseñar los sistemas de potencia H₂/SOFC, obteniendo así la Ecuación de Nernst. Para finalizar esta aplicación numérica se

puede comprobar que el rendimiento de la pila en esta transformación reversible, referido al poder calorífico inferior del hidrógeno (entalpía de formación del agua como vapor), es de:

$$\varepsilon_T = \frac{228567}{241820} = 94,52\%$$

Que se obtiene operando a 90°C (más exactamente 94,55%, teniendo en cuenta las correcciones). Esto es posible porque el proceso electroquímico evita las irreversibilidades de la combustión, permitiendo así una transformación directa de la energía química en energía eléctrica.

[Tabla II-1] Propiedades de los reactivos y productos de la reacción de una pila PEMFC.

El origen es el de las tablas JANAF, es decir, entalpía de formación cero para los elementos en su estado estable a 25°C y entropía absoluta según el Tercer Principio, es decir, la entropía mostrada es la absoluta a la temperatura indicada y la presión de 101,325 kPa

	\bar{h} (25°C) [J/mol]	\bar{h} (90°C) [J/mol]	\bar{s}^0 (25°C) [J/mol-K]	\bar{s}^0 (90°C) [J/mol-K]
H ₂ O(g)	-241.820	-239.622	188,6	195,3
H ₂	0	1.882	130,6	136,3
O ₂	0	1.921	204,9	210,8

Las expresiones halladas en esta sección se han basado en la hipótesis de reversibilidad (comportamiento ideal) del proceso electroquímico. Sin embargo, es posible también obtener el potencial de una pila, Ecuación [II-11], en ciertas condiciones reales. Estas condiciones reales son las que ocurren en circuito abierto, es decir, sin paso de electrones de un electrodo a otro a través de una carga externa.

Cuando no existe un circuito externo conectado a la pila la reacción del ánodo que produce electrones, Ecuación [II-1], se va equilibrando con la reacción contraria, que consume los electrones y protones depositados en el sistema combustible-electrolito por el electrodo. De forma similar, en el cátodo el consumo de electrones y protones, Ecuación [II-2], se equilibra con la reacción inversa que libera electrones y protones al sistema oxidante-electrolito. De este modo, en los dos electrodos se establecen reacciones de equilibrio (proceso termodinámico reversible) que dan lugar a que en los terminales aparezca una tensión de circuito abierto coincidente con la Ecuación [II-11], debida a la diferencia de los potenciales de equilibrio de cada electrodo.

2.1.3 Comportamiento en circuito cerrado.

Cuando se permite el paso de corriente de un electrodo a otro a través de una carga eléctrica, el potencial reversible o de circuito abierto hallado previamente se modifica debido a la aparición de irreversibilidades de diverso tipo. Así, el potencial real, V , de la pila responde a una expresión del tipo:

$$V = E_{\text{rev}} - \sum |\eta| - I \cdot R_{\text{int}} \quad \text{[II-12]}$$

Debido a que el segundo y tercer término del segundo miembro de la Ecuación anterior son positivos, el potencial real resulta inferior al reversible. Las irreversibilidades se deben por una parte a la suma de las polarizaciones de activación (relacionada con las barreras de energía de activación para los diversos pasos en las reacciones de oxidación y reducción en los electrodos) y concentración (efectos del transporte de masa relacionados con la difusión de gases a través de los electrodos porosos y con la solución y disolución de reactivos y productos). Ambas constituyen el segundo término del segundo miembro de la Ecuación [II-12]. Otra causa de irreversibilidad está constituida por las resistencias internas al movimiento de las cargas en la pila (los electrones y los iones), constituyendo la llamada polarización

óhmica, que está representada por el tercer término del segundo miembro de la Ecuación |II-12|.

La polarización de activación.

La polarización de activación en el caso de una reacción electroquímica se describe por la forma general de la Ecuación de Tafel:

$$\eta_{\text{act}} = \frac{RT}{\alpha n F} \ln \frac{i}{i_0} \quad \text{|II-13a|}$$

Donde:

α : Coeficiente de transferencia de electrones de la reacción en el electrodo.

i_0 : densidad de corriente de intercambio en el equilibrio, diferente para el ánodo y el cátodo.

La forma general de la Ecuación de Tafel es:

$$\eta_{\text{act}} = a + b \log i \quad \text{|II-13b|}$$

donde

$$a = \frac{-2,3RT}{\alpha n F} \log i_0 \quad \text{|II-13c|}$$

$$b = \frac{2,3RT}{\alpha n F} \quad \text{|II-13d|}$$

Existe una recta de Tafel para cada electrodo, ya que tanto el coeficiente de transferencia de electrones (α) como la densidad de corriente son específicas de los mismos.

El término b es llamado pendiente de Tafel, y se obtiene a partir de la representación de la η_{act} en función del $\log i$. La pendiente de Tafel de una reacción electroquímica es de aproximadamente 100 mV/década a temperatura ambiente. Así que un incremento de 10 veces en la densidad de corriente causa un incremento de 100 mV en la polarización de activación. A la inversa, si la pendiente de Tafel es sólo 50 mV/década, entonces el mismo incremento en la densidad de corriente produce un incremento de 50 mV en la polarización de activación.

Por tanto, es de mayor interés el desarrollo de catalizadores que presenten menor pendiente de Tafel y por tanto menor polarización de activación para las reacciones electroquímicas.

La polarización de concentración

La polarización de concentración viene dada por la Ecuación:

$$\eta_{conc} = \frac{RT}{nF} \ln \left(1 - \frac{i}{i_L} \right) \quad ||11-14|$$

Donde:

i_L : corriente limitante, es una medida de la velocidad máxima que un reactivo puede ser suministrado a un electrodo.

i : velocidad de transporte de masa a la superficie de los electrodos, que en muchos casos puede ser descrita por la Primera Ley de Fick:

$$i = \frac{nFD(C_B - C_S)}{\delta} \quad \text{[II-15]}$$

Siendo:

D: coeficiente de difusión de las especies reactivas.

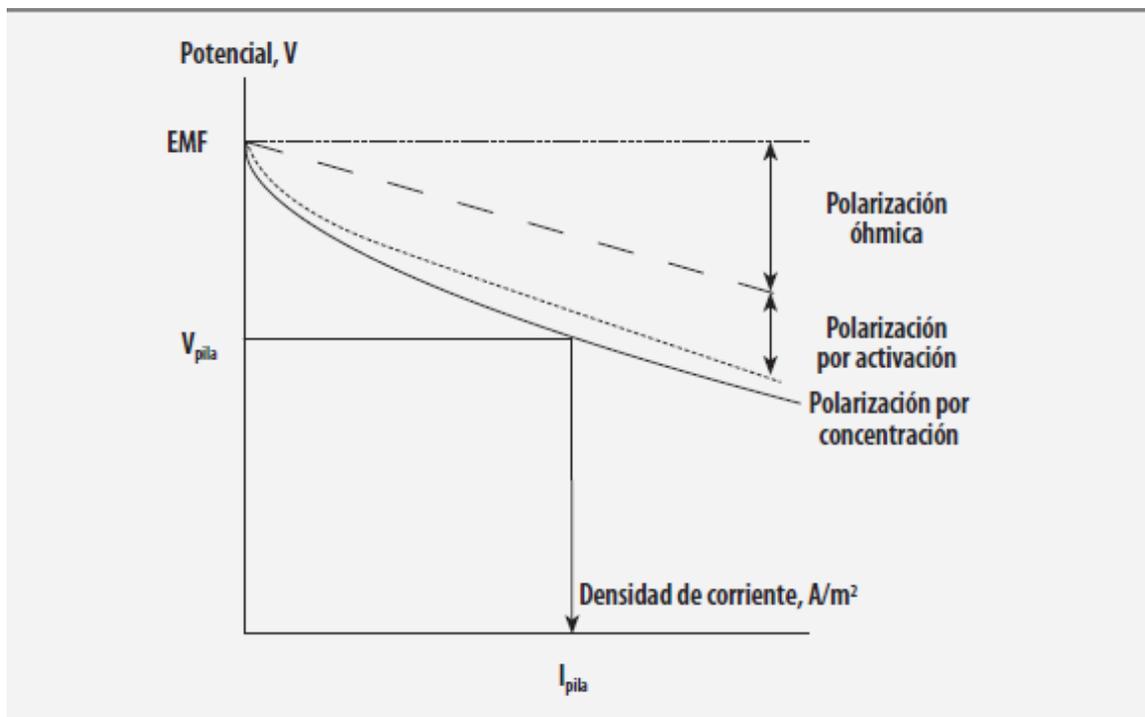
C_B: concentración en el seno.

C_S: concentración en la superficie.

Curva de polarización

La curva de polarización representa la relación entre el potencial real producido por una pila y la corriente que la atraviesa, siendo por tanto una representación de la Ecuación [II-12]. La [Figura II-2] representa de forma cualitativa esta curva.

[Figura II-2] Curva de polarización de una pila de combustible.



A densidades de corriente baja, la pérdida por la polarización de activación es dominante y la Ecuación que rige el comportamiento de la pila se puede aproximar a:

$$V = E_{rev} - \frac{RT}{\alpha_a nF} \ln \frac{I/A_a}{i_{o,a}} + \frac{RT}{\alpha_c nF} \ln \frac{i_{o,c}}{I/A_c} \quad \text{||-16a|}$$

Donde: I es la corriente que fluye por la carga exterior, A_a y A_c son las respectivas superficies de ánodo y cátodo, n es el número de electrones intercambiados por mol de reactante, F es la Constante de Faraday, a y c son los coeficientes de transferencia de carga del ánodo y del cátodo, respectivamente.

A densidades mayores de corriente, se puede observar en la curva de polarización una región principalmente lineal. En esta región, la reducción del voltaje está dominada por la polarización óhmica, y la variación del voltaje puede aproximarse a la siguiente expresión:

$$V = E_{rev} - K_{act} - IR_i \quad \text{||-16b|}$$

Donde K_{act} es el valor de la polarización de activación (aproximadamente constante en esta región) y la R_i es la resistencia iónica del electrolito (se desprecia la electrónica y de contacto).

A densidades de corriente muy altas, la reducción del voltaje está dominada por la polarización por concentración, y el voltaje de la celda de combustible puede expresarse como:

$$V = E_{rev} - K_{act+ohm} - \frac{RT}{nF} \ln \left(1 - \frac{I/A_s}{i_{L,a}} \right) - \frac{RT}{nF} \ln \left(1 - \frac{I/A_c}{i_{L,c}} \right) \quad \text{||-16c|}$$

Donde las i_L son las densidades de corriente límites por ánodo y cátodo. Se debe indicar que esta región no es de interés en la operación de las pilas de combustible debido a la fuerte caída de la tensión. De hecho, no aparece considerada en la [Figura II-2]

2.1.4 Prestaciones.

Hasta el momento se ha realizado una aproximación al comportamiento de la pila en términos de sus parámetros internos. Sin embargo, cuando se desea integrar la pila en sistemas más complejos es preciso, por un lado, caracterizarla en términos de variables externas que se relacionan con el resto del sistema y por otra expresar su comportamiento en términos de eficiencias y rendimientos que sean comparables con otro tipo de equipos con objeto de seleccionar la mejor solución técnica. Ambos objetivos se cubren en esta sección.

Consumo de reactivos

Desde un punto de vista global en una pila de combustible se verifica una reacción de combustión pero de manera cercana a la reversibilidad, de forma electroquímica.

En cuanto a su parecido con la reacción de combustión resulta útil calcular los consumos de combustible (normalmente H₂) y aire, usando para ello la misma nomenclatura que en procesos de combustión.

As, si se define un aire "típico" con una composición de 3,76 mol de N₂ por cada mol de O₂ (es decir, 21% en volumen de O₂) se obtiene un dosado estequiométrico cuando se usa H₂ como combustible de:

$$F_e = \frac{2}{0,5 \times 4,76 \times \frac{32 + 3,76 \times 28}{4,76}} = \frac{1}{34,22} \text{ kg H}_2/\text{kg aire} \quad \text{[II-17a]}$$

El consumo de combustible viene dado por:

$$\dot{m}_f = \frac{I}{nF} M_F \quad |11-17b|$$

donde I es la corriente y MF es la masa molecular del combustible (normalmente H2).

Finalmente, el consumo de aire se obtiene a partir del dosado relativo:

$$F_r = \frac{\dot{m}_f / \dot{m}_a}{F_e} \quad |11-17c|$$

$$\dot{m}_{\text{aire}} = \frac{IM_F}{nFF_r F_e} \quad |11-17d|$$

2.1.5 Eficiencia de una pila de combustible.

La eficiencia o rendimiento de las pilas de combustible se suelen referir a la operación en condiciones estándar, es decir a 25°C; concentraciones de productos y reactivos 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa. Si además se considera que la temperatura ambiente es de 25°C se obtiene para la eficiencia o rendimiento:

$$\eta = \frac{\bar{w}}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} = \frac{-\bar{g}_{\text{reacción}}^0 - T_0 \bar{s}_{\text{gen}}}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} = \frac{E_{\text{rev}}^0 - T_0 \bar{s}_{\text{gen}}}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} = \frac{nF}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} \quad |11-18|$$

La eficiencia anterior determina el rendimiento “real” de una pila, en cuanto que compara el trabajo realizado realmente por ella con la energía contenida en el combustible.

Si se eliminasen todas las irreversibilidades en la operación de la pila (tanto las asociadas con las polarizaciones analizadas anteriormente como las irreversibilidades externas asociadas a la transferencia de calor) se obtendría el máximo rendimiento de la pila:

$$\eta_{\max} = \lim_{\bar{s}_{\text{gen}} \rightarrow 0} \left[\frac{E_{\text{rev}}^0 - \frac{T_0 \bar{s}_{\text{gen}}}{nF}}{\frac{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0}{nF}} \right] = \frac{-\bar{g}_{\text{reacción}}^0}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} \quad \text{||-19|}$$

Desde el punto de vista termodinámico, el cociente de ambos rendimientos es el llamado rendimiento exegético o Rendimiento del Segundo Principio:

$$\eta_{\text{II}} = \frac{\bar{w}}{\eta_{\max}} = \frac{nF}{E_{\text{rev}}^0} = \frac{V}{E_{\text{rev}}^0} \quad \text{||-20|}$$

Donde la tensión “V” es la de operación real de la pila en condiciones estándar. No obstante, si las condiciones no son las estándar, ya se vio que los resultados no cambian significativamente, pudiendo considerarse la tensión medida como una buena aproximación, corrigiendo entonces la tensión reversible estándar únicamente por las condiciones de presiones parciales de productos y reactivos, como hace la Ecuación de Nernst.

Desde un punto de vista práctico el rendimiento se puede calcular a partir de la Ecuación |II-21|, donde el denominador representa el potencial equivalente al poder calorífico del combustible. Así por ejemplo, para la reacción |II-3| el denominador vale 1,25 V si se considera el poder calorífico inferior ó 1,48 V si se toma el superior.

$$\eta = \frac{V}{\frac{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0}{nF}} \quad \text{|II-21|}$$

La expresión de la eficiencia |II-18| o |II-21| puede quedar aún más matizada si se considera que en la operación real de la pila no todo el combustible suministrado se quema, sino que existe el llamado coeficiente de utilización de combustible o rendimiento de corriente (μ) que relaciona la masa de combustible que reacciona en la pila con la que se ha suministrado. Un valor frecuente para este factor es 0,95. De este modo, las expresiones |II-18|, |II-20| y |II-21| se transforman en las |II-22|, |II-23| y |II-24a|, respectivamente.

$$\eta = \mu \frac{\bar{w}}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} = \mu \frac{-\bar{g}_{\text{reacción}}^0 - T_0 \bar{s}_{\text{gen}}}{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0} = \mu \frac{E_{\text{rev}}^0 - \frac{T_0 \bar{s}_{\text{gen}}}{nF}}{\frac{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0}{nF}} \quad \text{|II-22|}$$

$$\eta_{\text{II}} = \frac{\eta}{\eta_{\text{max}}} = \frac{\mu \frac{\bar{w}}{nF}}{E_{\text{rev}}^0} = \mu \frac{V}{E_{\text{rev}}^0} \quad \text{|II-23|}$$

$$\eta = \mu \frac{V}{\frac{-\bar{h}_{\text{reacción}}^0}{nF}} \quad \text{|II-24a|}$$

El valor del coeficiente de combustible se determina a partir de la corriente teórica [II-17b] y la que realmente se ha consumido, obteniendo la Ecuación [II-24b]. De este modo, el rendimiento final de la pila se calcularía según [II-24c].

$$\mu = \frac{I}{\left(\frac{\dot{m}_f}{M_F}\right) nF} \quad \text{[II-24b]}$$

$$\eta = \frac{VI}{\left(\frac{\dot{m}_f}{M_F}\right) \bar{h}_{\text{reacción}}^0} \quad \text{[II-24c]}$$

En muchos textos, se expresa que las pilas de combustible no están sometidas a la “tiana” de Canot, lo cual es cierto en la medida en que ealían una conexión directa de energía; sin embargo, eso no quiere decir que no estén sometidas a las restricciones impuestas por el Segundo Principio de Termodinámica. Éste es el responsable de que el rendimiento exergetico, Ecuación [II-20], sea siempre menor que uno.

Es frecuente en la literatura encontrar como expresión del rendimiento la Ecuación [II-19], la que, además de despreciar las irreversibilidades presentes siempre en un proceso real, puede producir resultados sorprendentes al tomar como base de comparación en la eficiencia el poder calorífico del combustible (la entalpía de reacción) y no ser el proceso de la pila una combustión. En efecto, dicha entalpía de combustión puede estar calculada considerando que el agua de los productos se encuentra en estado gaseoso o líquido (poder calorífico inferior o superior, respectivamente).

En la Sección [Tabla II-2] se calculó el rendimiento dado por la Ecuación [II-19] para la reacción de H₂ considerando el agua como gas, obteniéndose un 95%. En la [II-21] se da el rendimiento máximo para otras reacciones. Nótese que los valores siempre superan el 80% al no existir el límite dado por Carnot. Incluso en algunas reacciones se supera el 100%, debido a que aunque el proceso se está comparando con una combustión, no lo es realmente, sino que se trata de un proceso electroquímico. Una explicación más detallada se encuentra entre las Ecuaciones [II-9a] y [II-5]. De ellas se deduce que la eficiencia termodinámica máxima se puede expresar como:

$$\eta_{\max} = \frac{-g_{\text{reacción}}^0}{-h_{\text{comb}}^0} = \frac{-h_{\text{comb}}^0 - q_{\text{amb}}}{-h_{\text{comb}}^0} = 1 + \frac{q_{\text{amb}}}{h_{\text{comb}}^0} \quad \text{[II-25]}$$

Donde el calor intercambiado con el ambiente se ha supuesto positivo si es absorbido por éste. Las reacciones con eficiencia termodinámica mayor del 100% toman calor del ambiente en el proceso reversible. Como se ha dicho, el problema viene, en el fondo, de comparar el trabajo reversible que se obtendría de la reacción con el calor que se libera en la combustión completa de la misma.

[Tabla II-2] Eficiencia máxima de algunas reacciones en las pilas de combustible

Combustible	Reacción	$\eta_{\text{máx}}$ (%)
Hidrógeno	$\text{H}_2 + 1/2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{H}_2\text{O (l)}$	83,0
	$\text{H}_2 + 1/2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{H}_2\text{O (g)}$	94,5
Metano	$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O (l)}$	91,9
Metano	$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O (g)}$	99,81
Monóxido de carbono	$\text{CO} + 3/2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}_2$	90,9
Carbón	$\text{C} + 1/2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}$	124,2
	$\text{C} + \text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}_2$	100,2
Metanol	$\text{CH}_3\text{OH (l)} + 3/2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O (l)}$	96,7
Metanol	$\text{CH}_3\text{OH (l)} + 3/2\text{O}_2 \longleftrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O (g)}$	107,4

Potencia de una pila de combustible

La potencia eléctrica es el producto de su voltaje y corriente:

$$P = V.I \quad \text{[II-26]}$$

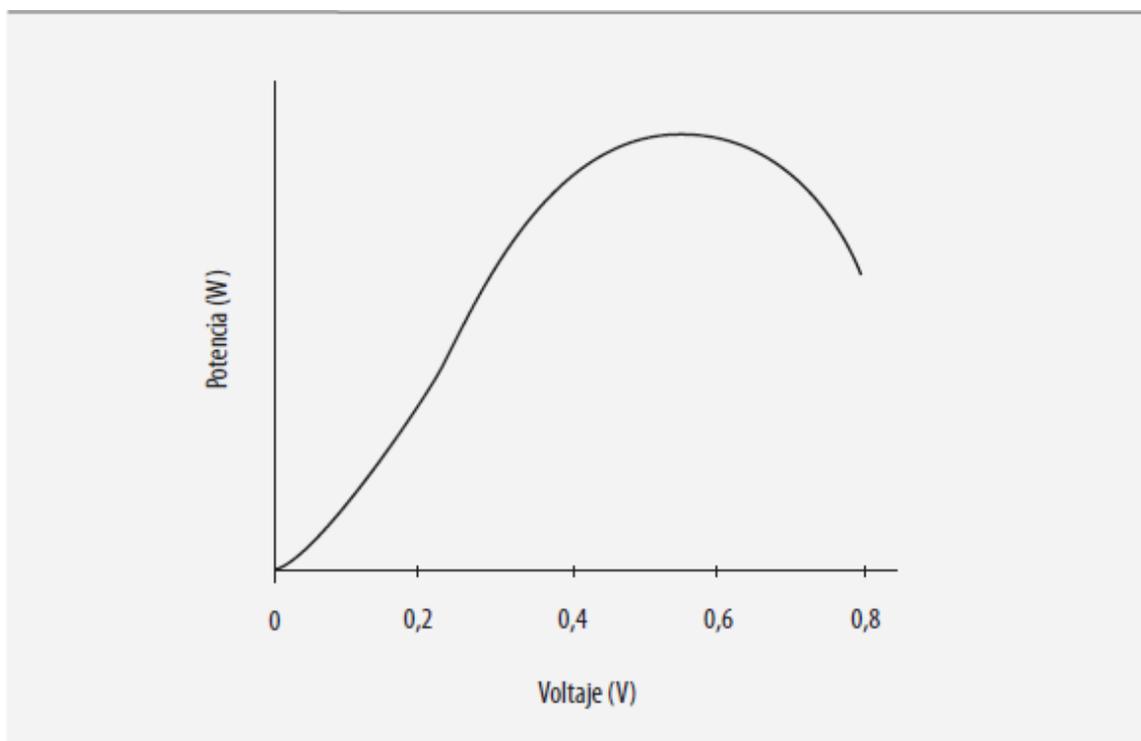
Donde I es la corriente suministrada por la pila de combustible y V es el voltaje del conjunto de celdas, normalmente conectadas en serie. La obtención de la curva de potencia de una pila se puede realizar a partir de la curva de polarización [Figura II-2] que da la relación entre voltaje y corriente. Una curva de potencia se presenta en la [Figura II-3].

El máximo de potencia ocurre aproximadamente de 0,5 a 0,6 V, lo que corresponde a una densidad de corriente relativamente alta, donde las eficiencias son relativamente bajas. Los diseñadores de sistemas de pilas de combustibles deben seleccionar el rango de operación deseado según que en la aplicación prime la eficiencia o la potencia. Por otra parte, nunca es deseable operar en el rango de potencias en que la curva de potencia cae (intensidades muy elevadas).

Como criterio general las aplicaciones estacionarias se suelen diseñar por potencia, mientras que en las aplicaciones móviles se prima el rendimiento (bajo consumo) con objeto de reducir el peso.

Calor disipado por la pila

Una pila opera en condiciones isotermas, para lo que es necesario disipar calor. Este calor es un parámetro que muchas veces condiciona el diseño, pues es necesario dotar al sistema de los medios necesarios para evacuarlo. Por otra parte, en aplicaciones de cogeneración el conocimiento de este calor es importante para evaluar las prestaciones térmicas de la pila.



[Figura II-3] Curva de potencia típica de una pila de combustible PEMFC

Volviendo al balance energético en la pila, Ecuación [II4], se tiene:

$$\sum n_r \bar{h}_r - \sum n_p \bar{h}_p = \bar{q} + \bar{w} = -\bar{h}_{\text{comb}}^0 - \Delta H$$

Es decir:

$$-\bar{h}_{\text{comb}}^0 = \bar{q} + \bar{w} + \Delta H \quad ||| -27 |$$

Así pues, en el caso de operación reversible de una pila trabajando a 90°C con concentraciones 1 M en productos y reactivos y a la que los reactivos se suministran a 25°C el balance térmico resulta:

$$241.820 \text{ J/mol} = 228.567 \text{ J/mol} + \bar{q} + 2.198 \text{ J/mol} \longrightarrow \bar{q} = 11.055 \text{ J/mol}$$

En términos relativos al poder calorífico inferior:

$$\frac{100}{\text{PCI}} = \frac{94,52}{w} + \frac{4,75}{q} + \frac{0,91}{\Delta H}$$

Si por el contrario se considera una tensión real de operación en una pila de 0,7 V, frente a los 1,18 V obtenidos en el caso ideal el balance térmico, en las mismas condiciones, resultaría:

$$241.820 \text{ J/mol} = 241.820 \frac{0,7}{1,18} \text{ J/mol} + \bar{q} + 2.198 \text{ J/mol} \longrightarrow \bar{q} = 96.169,5 \text{ J/mol}$$

$$\frac{100}{\text{PCI}} = \frac{56,07}{w} + \frac{43,02}{q} + \frac{0,91}{\Delta H}$$

Es decir, las irreversibilidades hacen que la pila deba disipar más del 40% de la energía del combustible en forma de calor. En pilas de baja temperatura como la analizada, por el contrario, la energía contenida en los productos es muy baja (inferior al 1% de la energía del combustible). Esto puede ser muy diferente en la operación de pilas de alta temperatura (800 a 1.000°C) que presentan rendimientos mayores y temperaturas más elevadas en los productos. Así, asumiendo un rendimiento de 60% a 1.000°C se llega a:

$$241.820 \text{ J/mol} = 241.820 \times 0,6 \text{ J/mol} + \bar{q} + 37.760 \text{ J/mol} \longrightarrow \bar{q} = 58.968 \text{ J/mol}$$

$$\frac{100}{\text{PCI}} = \frac{60}{w} + \frac{24,39}{q} + \frac{15,61}{\Delta H}$$

En este caso el calor a disipar de la pila es inferior al 25%, mientras que el agua expulsada contiene más del 15% de la energía del combustible. Esa cantidad representa el calor que se obtendría de ese vapor si se enfriase de forma sensible hasta 25°C.

2.2 Tipologías de pilas de combustible.

2.2.1 Componentes de una pila de combustible.

Independientemente del tipo de pila, todas constan de cuatro componentes básicos con una misión específica: electrodos, electrolito, placas bipolares y pila. Seguidamente se van comentar sus funciones de forma genérica, para describir las peculiaridades que presentan en cada tipo de pila más adelante.

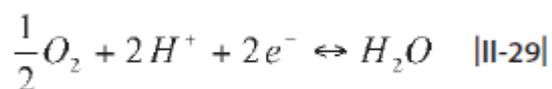
Electrodos

En los electrodos se verifican las reacciones electroquímicas que permiten transformar la energía química en eléctrica. Cada electrodo es alimentado de forma continua por uno de los reactivos (combustible en el ánodo y comburente en el cátodo), intercambiando iones (positivos o negativos) a través del electrolito y electrones a través del circuito externo con el otro electrodo.

En el ánodo se verifica la reacción de oxidación del combustible, liberándose los electrones que fluyen al circuito externo. En el caso de que el combustible sea H₂ la reacción anódica es la Ecuación |II-28|. En este caso el ánodo libera también protones que avanzan hacia el cátodo por el electrolito.



En el cátodo se verifica la reducción del comburente (aire u O₂), consumiendo los electrones que llegan por el circuito externo. En el caso de que el combustible sea H₂ la reacción catódica es la Ecuación [II-29]. En este caso el cátodo consume también protones que son enviados desde el ánodo a través del electrolito.



Como se deduce de las ecuaciones anteriores en los electrodos se verifican reacciones en las que intervienen gases (O₂, H₂), especies acuosas (H⁺, H₂O) y la propia superficie sólida del electrodo. Para que esto sea posible es preciso que el electrodo tenga una elevada porosidad, permitiendo así suministrar una gran zona de reacción con un mínimo obstáculo para el acceso de reactivos y eliminación de los productos.

También es preciso que el electrodo presente una elevada conductividad eléctrica, con objeto de permitir el intercambio de electrones con el circuito externo. Por último, en las pilas de electrolito líquido (todas salvo las SOFC) es importante que el electrodo sea hidrófobo de modo que el electrolito no inunde el electrodo impidiendo el transporte de los reactivos a los sitios activos así como una interface gas/electrolito/superficie de electrodo estable.

En los electrodos también se debe hallar presente el electrocatalizador, responsable de que se produzcan las reacciones redox de los electrodos. Suelen emplearse metales nobles, aunque depende del tipo de pila. La presencia de este catalizador impide que en ciertos tipos de pilas se utilicen algunos combustibles, que se comportan como inhibidores del catalizador (el CO en las pilas PEMFC, por ejemplo).

Finalmente, otro elemento importante en los electrodos es la capa difusora de gases, que se encarga de distribuir de forma homogénea los gases (combustible y comburente) por el electrodo para que alcancen las partículas de electrocatalizador. También es la responsable de lograr el contacto eléctrico entre dicho electrocatalizador y las placas bipolares. Por ello, la capa difusora has de ser porosa, hidrofóbica, químicamente estable y buena conductora de electrones.

Electrolito

El electrolito es el medio encargado de transportar los iones de un electrodo a otro. Ha de ser un material aislante con objeto de obligar a los electrones a pasar al circuito externo para poder extraer el trabajo de la pila. Como última misión del electrolito está el servir de separación entre el combustible y el comburente de modo que no se verifique una reacción de combustión sino de oxidación o reducción en el electrodo correspondiente.

Placas bipolares

Una celda tipo produce una diferencia de potencial pequeña entre los electrodos. Para obtener voltajes adecuados (diferentes para cada aplicación) se deben conectar muchas células en serie mediante placas bipolares. Las placas bipolares o separadoras son placas metálicas cuyas funciones son:

- ✓ Conectar los electrodos de distinto signo y de diferentes celdas sobre toda su superficie para acumular los potenciales de cada célula individual.
- ✓ Conducir el combustible y el comburente a los respectivos electrodos gracias a unos canales que hay en ellas.

Las placas bipolares deben tener una alta conductividad eléctrica y térmica, una alta resistencia mecánica y a la corrosión, una baja permeabilidad para los gases, y un coste razonable.

Pila

Aunque una “pila” está constituida por los elementos básicos descritos previamente (electrodos y electrolito), a esta asociación básica se la conoce más técnicamente como “celda” o “monocelda”, asociado a “fuel cell”, dando el término “pila”, asociado a “stack”, para la conexión en serie de las “monoceldas” necesarias para obtener la tensión adecuada a una aplicación dada. La “pila”, en este sentido, es una estructura más compleja por llevar asociados sistemas auxiliares tales como los de evacuación de calor, reformado de combustible, alimentación del mismo, control de la humedad del electrolito, etc.

2.2.2 Tipos de pilas de combustible.

Clasificación de las pilas.

Existen varios criterios para clasificar las pilas de combustible. El más técnico atiende al electrolito que emplean, según el cual las pilas más conocidas son:

- Pilas de membrana de intercambio protónico (PEMFC).
- Pilas alcalinas (AFC).
- Pilas de ácido fosfórico (PAFC).
- Pilas de carbonatos fundidos (MCFC).
- Pilas de óxidos sólidos (SOFC).

Otro posible criterio de clasificación es su rango de temperatura de trabajo [Tabla II-3].

Bajo este criterio se puede presentar la siguiente clasificación:

- Baja temperatura (trabajan a unos 80°C):
 - ✓ PEMFC.
 - ✓ AFC.
- Temperatura intermedia (trabajan a unos 200°C):
 - ✓ PAFC.
- Alta temperatura (su temperatura de trabajo se sitúa entre 650 y 1.100°C):
 - ✓ MCFC.
 - ✓ SOFC.

[Tabla II-3] Datos comparativos de las diferentes pilas de combustible

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	ITSOFC	TSOFC
Temperatura (°C)	80	65-220	205	650	600-800	800-1.000
Reformador externo (CH ₄)	Sí	Sí	Sí	No	No	No
Tiempo de encendido (h)	<0,1	<0,1	1-4	5-10	-	-
Densidad de potencia (mW cm ⁻²)	420	620	250 (8 bar)	> 150	120	-
Eficiencia (% PCS) ^a	>50	>50	36-45	43-55	43-55	43-55

a) PCS: poder calorífico superior del combustible

En general, las aplicaciones de las pilas de alta y media temperatura son más adecuadas para usos estacionarios en los cuales la potencia demandada oscila entre 1 y 100 MW y la vida útil estimada es de 5 años; por el contrario, las pilas de baja temperatura son más adecuadas para aplicaciones de transporte, en potencias de 10 a 200 kW y con una autonomía del vehículo entre 300 y 500 km. Las pilas de temperatura intermedia pueden usarse también para aplicaciones estacionarias de menor potencia (hasta 10 MW), y las de baja temperatura pueden tener cabida en

aplicaciones estacionarias de reducida potencia (hasta 5 kW), o incluso en aplicaciones portátiles (teléfonos, ordenadores).

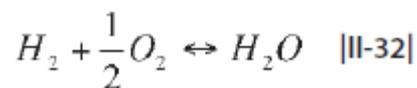
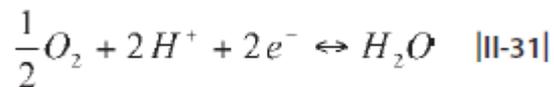
PEMFC

Introducción

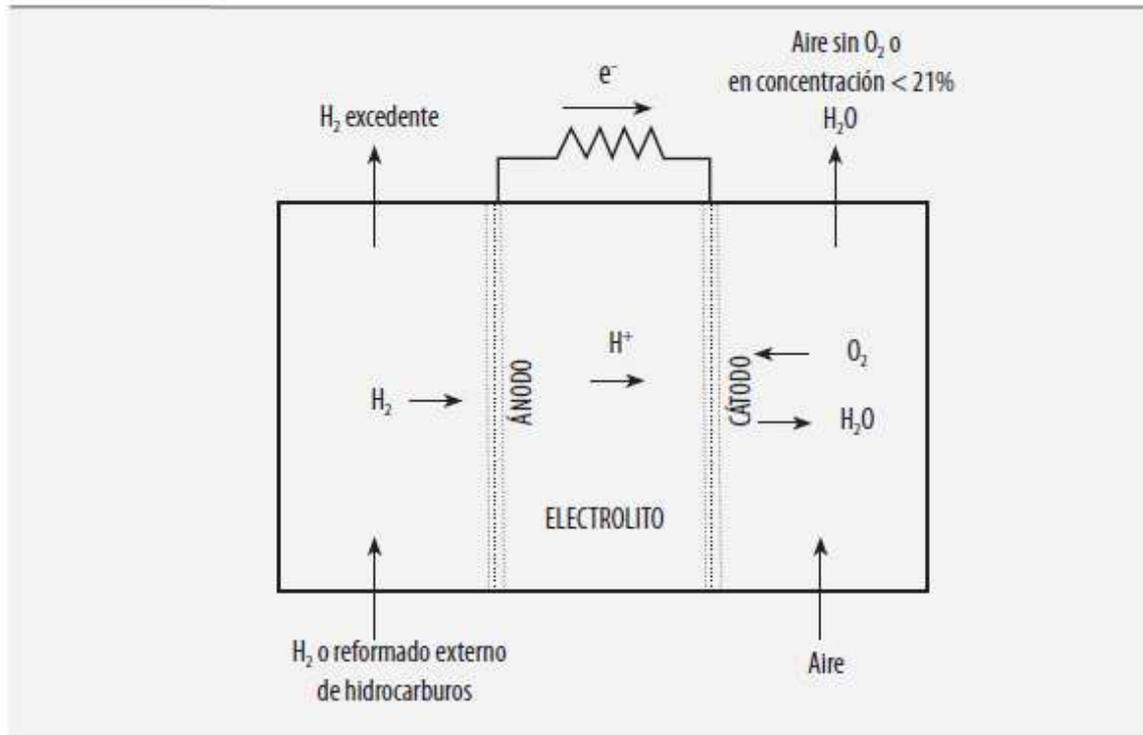
Las pilas de combustible poliméricas se caracterizan por tener como electrolito una matriz polimérica conductora de protones, siendo por tanto una pila de tipo ácido.

La estructura formada entre electrodos y electrolito es muy fina, y suelen estar conectadas mediante placas bipolares formando pilas compactas. Las PEMFC operan a temperaturas bajas (40-80°C), suficientes para mantener la humedad del electrolito. Esto trae consigo una serie de ventajas e inconvenientes.

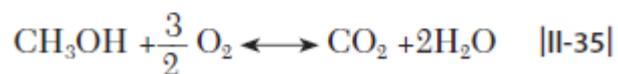
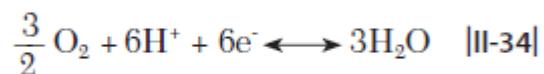
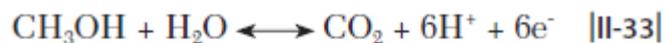
La reacción anódica viene dada por la Ecuación [II-30] y la catódica por [II-31]. La reacción global de la pila es [II-32], siendo el potencial de equilibrio a concentraciones 1 M y presiones parciales 101,325 kPa de productos y reactivos.



[Figura II-4] Esquema de funcionamiento de una celda de PEMFC



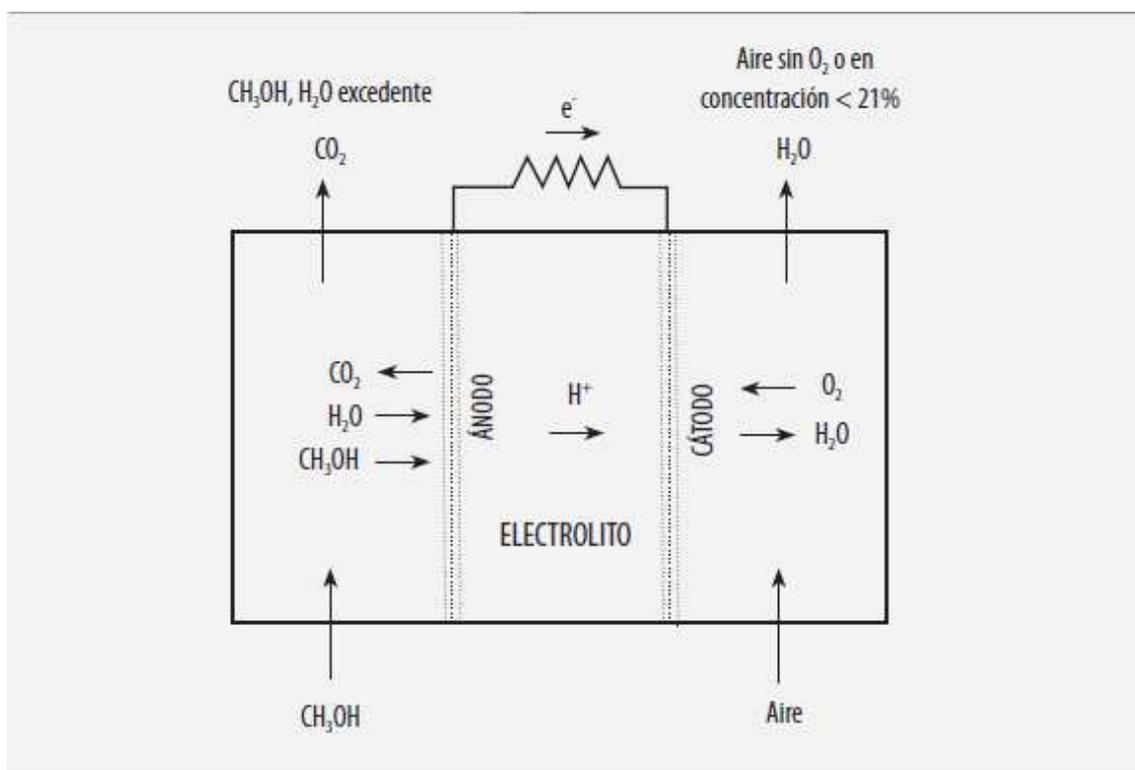
Las pilas de metanol directo son una variante de las pilas PEMFC en las que el combustible es metanol. Se trata también de pilas ácidas en las que la reacción anódica viene dada por la Ecuación [II-33] y la catódica por [II-34]. La reacción global de la pila es [II-35], siendo el potencial de equilibrio a concentraciones 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa de productos y reactivos (metanol líquido y agua en los productos vapor).



Ventajas e inconvenientes

La principal ventaja es su adaptabilidad a un gran número de aplicaciones, desde mW hasta kW, ya sean portátiles o estacionarias, ya que la temperatura de trabajo no es un impedimento en ningún caso. Al trabajar con temperaturas relativamente bajas, su tiempo de encendido es bajo. Además pueden trabajar en cualquier orientación y tienen altas densidades de potencia, en comparación con otros tipos de pilas [Tabla II-3], lo que les hace idóneas para aplicaciones de transporte y portátiles.

[Figura II-5] Esquema de funcionamiento de una celda de DMFC



Por otro lado, el funcionamiento de las PEMFC a bajas temperaturas hace que la cinética de las reacciones electroquímicas sea más difícil. Debido a esto es necesario utilizar materiales electrocatalizadores.

Los materiales más utilizados suelen ser metales preciosos como platino o rutenio, lo que conlleva un aumento del coste de la pila. Además el combustible se restringe casi

exclusivamente a hidrógeno de elevada pureza; si se quisiese utilizar cualquier otro combustible, como gasolina, gas natural, etc., éste debería pasar por una etapa previa de reformado para producir hidrógeno. Una alternativa al empleo del reformador es utilizar metanol directo, dando lugar a las pilas DMFC ya comentadas. Si bien las ventajas de éstas son elevadas desde el punto de vista de facilitar la aplicación al transporte (facilidad de manejo del combustible) un inconveniente claro es la emisión de CO₂, con lo que la reducción de este gas respecto a un motor térmico vendría dada sólo por el incremento de eficiencia.

Otro factor determinante en el funcionamiento de las PEMFC, como en el de cualquier otra pila, es la necesidad de evacuar el calor producido con objeto de mantener las condiciones isoterma. Esto puede ser un problema en algunas aplicaciones, aunque puede constituir una ventaja en aplicaciones de cogeneración, donde además de la energía eléctrica producida por la pila se puede aprovechar el calor disipado.

Descripción de los componentes

Electrodos

El electrodo de una PEMFC está formado por un electrocatalizador disperso sobre un material soporte poroso, que a su vez es conductor electrónico. Una capa difusora de gases, que puede ser el propio soporte del electrocatalizador o un elemento adicional, permite la difusión de los gases hacia el electrocatalizador.

El electrocatalizador es el centro en el que tiene lugar la reacción electroquímica.

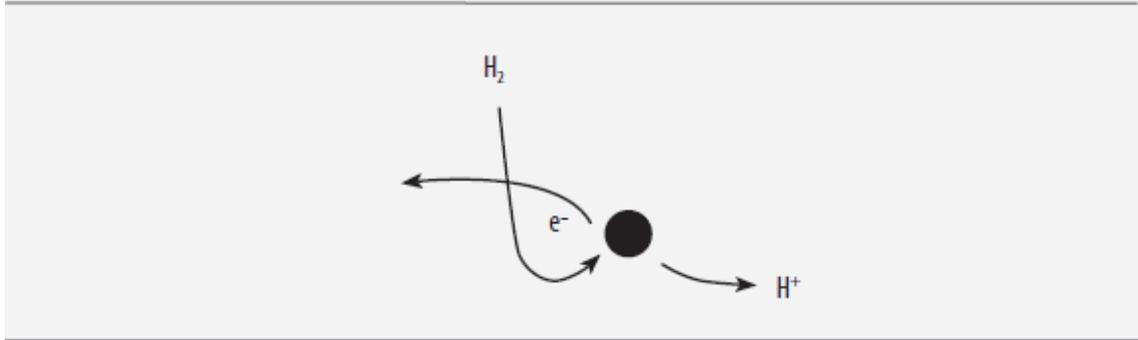
En una PEMFC que opera con hidrógeno, el electrocatalizador lo constituyen partículas nanométricas de platino. El platino es el material más activo para la oxidación del hidrógeno y la reducción de oxígeno debido a que interacciona de

forma óptima con las moléculas de los gases reactivos, y tiene además una alta estabilidad química en las condiciones de reacción. El platino nanoparticulado tiene un área específica suficiente para conseguir altas densidades de corriente, y por tanto de potencia.

Hay especies químicas que se absorben específicamente sobre las partículas de platino impidiendo así el transcurso de la reacción electroquímica. Entre ellas destaca el monóxido de carbono (CO), que bloquea el electrocatalizador en concentraciones superiores a 10 ppm. El CO puede estar presente como impureza en el hidrógeno obtenido tras un proceso de reformado, o puede formarse como intermedio de la oxidación del metanol en el ánodo de una DMFC Ecuación [II-4]. Por esta razón, el platino se alea con rutenio para ayudar así a la oxidación completa del CO. Otros compuestos nocivos que se deben evitar son el amoníaco y los compuestos sulfurados.

El soporte debe ser un material buen conductor electrónico, con alta porosidad, alta superficie específica, químicamente inerte, y capaz de mantener la dispersión de partículas del electrocatalizador. Estas condiciones le permiten hacer coincidir en su seno las tres fases diferentes que participan en la reacción electroquímica, como muestra la [Figura II-6]. El material más adecuado es el negro de carbón, a veces con aditivos, como Nafion, para mejorar la adhesión.

[Figura II-6] Reacción química en una frontera de tres fases

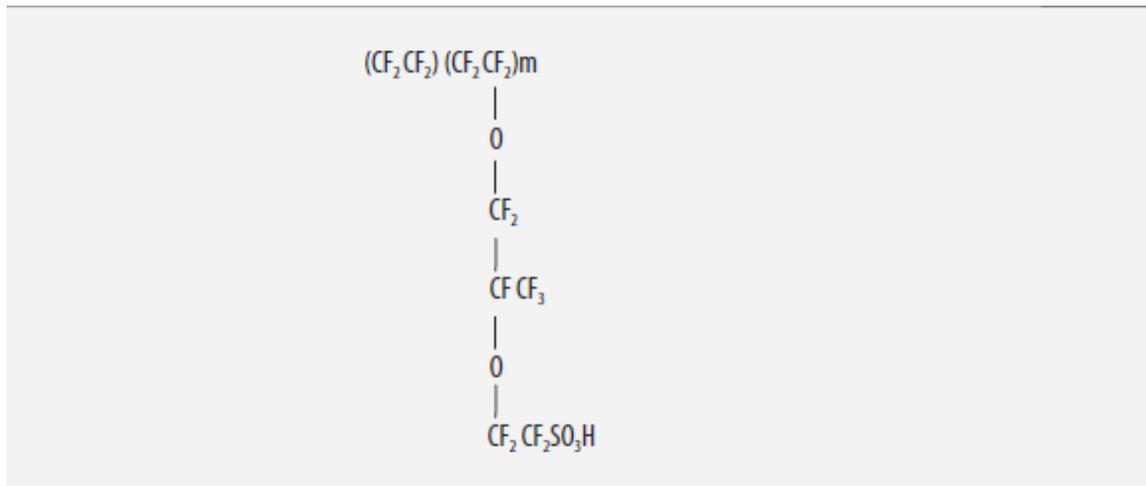


Para que los gases lleguen de forma uniforme a todas las partículas del electrocatalizador es necesaria la capa difusora de gases. Esta capa es un medio poroso sobre el que sitúa el platino. Además es la que establece el contacto eléctrico entre el platino y las placas bipolares. Por consiguiente la capa difusora de gases tiene que ser porosa, hidrofóbica, químicamente estable y buena conductora de electrones. Se usan telas de carbón.

Membrana

El electrolito de una PEMFC es una membrana polimérica conductora de protones. La membrana debe tener alta conductividad protónica, baja conductividad electrónica, estabilidad química y debe ser impermeable a los gases de reacción. El material que mejor cumple estas condiciones es el NafionTM, modelo 110, un polímero perfluorinado con cadenas laterales terminadas en ácido sulfónico y perfluorosulfónico (PFSA), cuya estructura muestra la [Figura II-7]. El espesor típico está entre 50 y 175 μm .

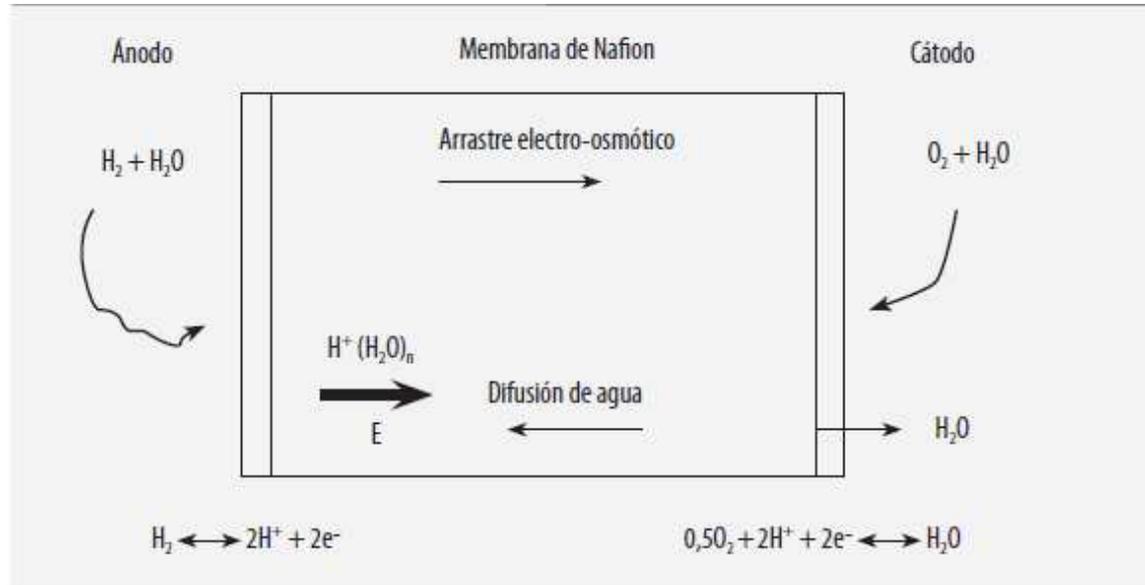
[Figura II-7] Estructura química del polímero Nafion



La resistividad eléctrica de una membrana PFSA oscila entre 7 y 10 $\Omega \cdot \text{cm}$. Además resulta necesario que la membrana conserve un alto grado de humedad, lo que limita su temperatura de trabajo a unos 80°C. De hecho, la membrana es la que fija el límite superior de temperatura de funcionamiento de la pila. El nivel de humedad se logra mediante la circulación de agua a través de la membrana. El agua circula siguiendo diferentes procesos, tal como se ilustra en la [Figura II-8].

- ✓ Arrastre electro-osmótico de protones unidos a moléculas de agua. Este flujo de agua deshidrata el ánodo de la pila e hidrata al cátodo.
- ✓ Flujo de retorno desde el cátodo por difusión debido al agua acumulada en el cátodo por el arrastre electro-osmótico.
- ✓ Transporte de agua a través de células presurizadas de la membrana si el cátodo está a mayor presión.

[Figura II-8] Esquema de la circulación del agua en una PEMFC



El grado de hidratación de la membrana depende de varios factores como la temperatura, la densidad de corriente, la presión y el flujo de gases.

A la unión de los dos electrodos, ánodo y cátodo, con la membrana se le conoce como ensamblaje membrana-electodos MEA, "Membrane-Electrode Assembly". Este elemento se fabrica mediante prensado en caliente de los componentes.

Placas bipolares

Las placas bipolares permiten poner en serie las diferentes monoceldas que constituyen una pila, teniendo además unos canales para realizar la distribución de gases a los electrodos. Comprenden la mayor parte del volumen y peso de las pilas.

Los canales por los que fluyen los gases pueden tener disposiciones muy distintas.

Las más empleadas son las que tienen ranuras paralelas debido a las pocas pérdidas de carga (aunque la acumulación de alguna impureza en un canal puede impedir el paso de los gases, bajando la efectividad de la celda).

Los métodos de fabricación más comunes son el moldeo por inyección de grafito mezclado con resinas poliméricas o el agregamiento a una placa de metal de espuma de titanio (porosa, resistente a la corrosión y sellada en sus extremos para evitar pérdidas). Además, éstas se construyen en dos mitades para facilitar los conductos de refrigeración, evitando el sobre coste que supondrían los taladros a los que sustituyen.

Pila

El diseño del “stack” o “pila” debe permitir tanto a la pila como al flujo de agua que fluye a través de las células. Por ejemplo, en el diseño de Ballard, se hace inyectando aire en exceso en el cátodo para arrastrar el agua producida. El calor puede extraerse mediante un refrigerante que fluye entre las placas.

El ensamblaje de celdas en el “stack” se mantiene unido por medio de fijaciones mecánicas que aplican una fuerza compresiva adecuada desde dos placas finales. Estas placas también tienen que permitir el flujo de aire, de combustible, y de refrigerante, así como la transmisión de la potencia eléctrica fuera de la pila.

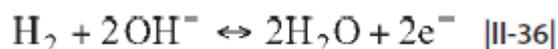
AFC

Introducción

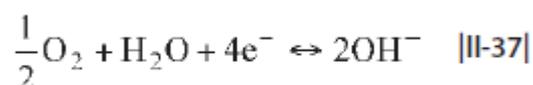
Las pilas de combustible de electrolito alcalino son pilas de baja temperatura que funcionan según los fundamentos de las pilas de combustible básicas o alcalinas, esto es, la reacción se produce gracias a los grupos hidroxilos (que son los que se trasladan por el electrolito).

Al igual que en las pilas ácidas, aumentar la presión y la temperatura reduce las pérdidas de activación (aunque aumenta las fugas), aumentando el voltaje de una manera notable: sobre 0,12 V aumentando la temperatura de 30 a 60° (a más temperatura el incremento es menor). Por ello la temperatura mínima de trabajo de estas pilas se cifra en unos 60°, dependiendo de la potencia de la célula, la presión de los reactivos y la concentración del electrolito.

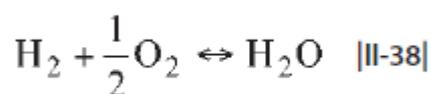
En el ánodo la reacción que se produce es:



Dichos electrones reaccionan con el oxígeno y parte del agua producida en la reacción anterior, liberando los hidroxilos tomados en el ánodo:

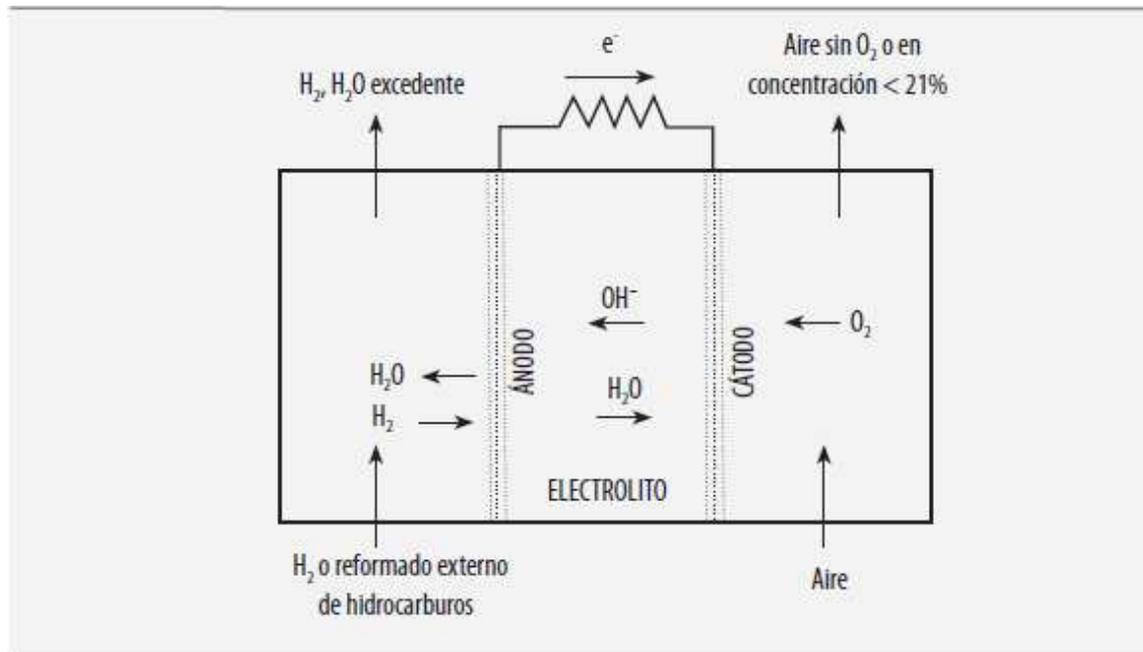


La reacción global sería:



Siendo el potencial de equilibrio a concentraciones 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa de productos y reactivos $E_{0rev} = 1,184$ V.

[Figura II-9] Esquema de funcionamiento de una celda de AFC



Ventajas e inconvenientes.

Las principales ventajas de este tipo de pilas son:

- ✓ Menores pérdidas de activación que sufren las reacciones de las pilas básicas frente a las ácidas gracias a reacciones más favorables (la mayor pérdida en pilas de baja temperatura), que le permiten trabajar con mayores voltajes.
- ✓ Menor coste y complejidad asociado al electrolito y electrodos.
- ✓ Presenta un amplio rango de catalizadores.
- ✓ Bajos costes de catalizadores.
- ✓ La cinética electródica de O_2 es mejor que en las PAFC.

Sin embargo, este tipo de pilas tiene el inconveniente de que el electrolito reacciona con cierta facilidad con el dióxido de carbono, provocando pérdidas de efectividad (por la reducción de la concentración del electrolito) y precipitados que aumentan las

pérdidas de carga. Hasta que tengan una solución, dichos problemas ocultan las grandes ventajas de estas pilas.

Descripción de los componentes

Electrodos.

Los electrodos modernos suelen estar formados por una malla de níquel rellena de una mezcla de PTFE (politetrafluoroetileno) y un catalizador de no-platino (es decir, menos noble y caro que en las PEMFC) sustentado sobre polvo de carbono.

Los electrones, al igual que en las pilas ácidas, deben pasar por un circuito externo para que la electricidad producida sea aprovechada. Los grupos hidroxilos atraviesan el electrolito para que la reacción se produzca de manera continua, al igual que la mitad de las moléculas de agua generadas en la reacción deben también pasar por él, pero en sentido inverso.

Electrolito

Debido a que el electrolito es atravesado por agua el electrolito tiene que ser una solución alcalina, siendo el hidróxido sódico o potásico (en este caso el electrolito es líquido) los más empleados, ya que son baratos, solubles y no excesivamente corrosivos.

Placas bipolares

Ya que los electrodos están formados por una malla de níquel rellena de una mezcla de PTFE, y al ser el PTFE un material aislante, las conexiones entre los electrodos de diferentes celdas no pueden realizarse mediante placas bipolares. En su lugar se realizan por medio de cables entre los extremos de las mallas de níquel, lo que las proporciona una cierta flexibilidad en su disposición.

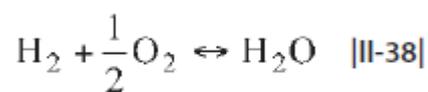
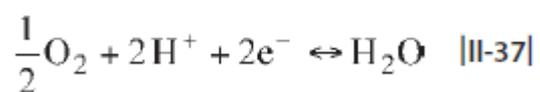
PAFC

Introducción

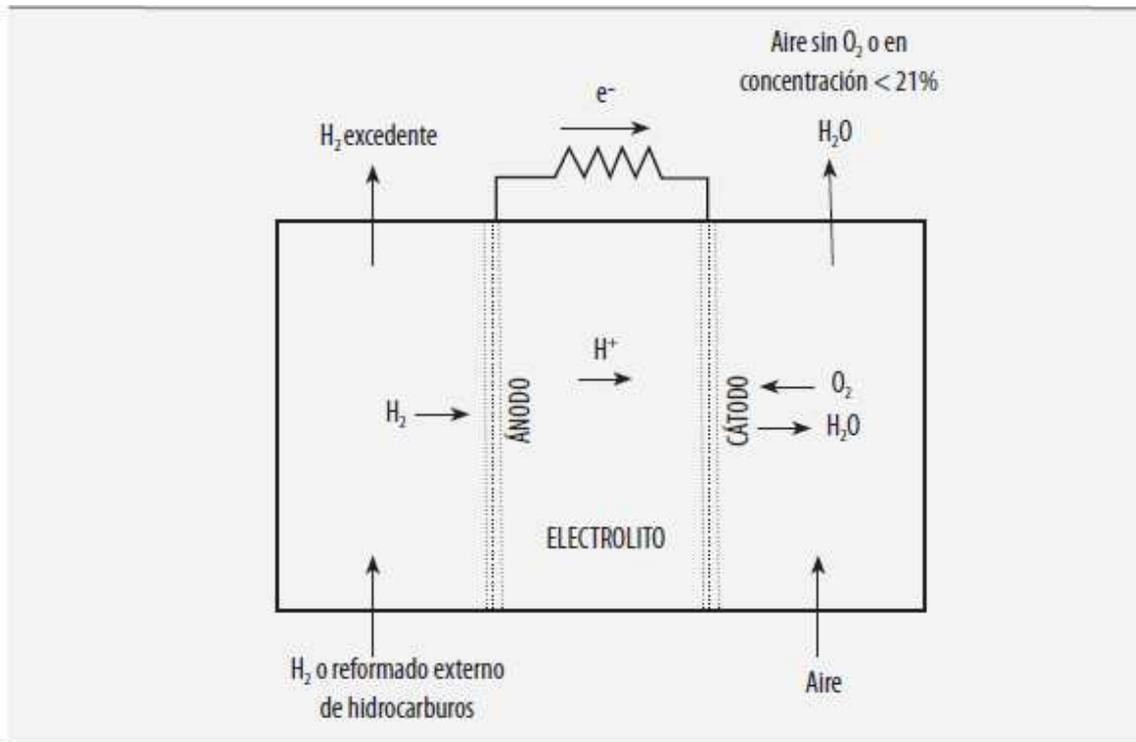
En la pila de ácido fosfórico se producen las mismas reacciones de una manera similar a la pila de membrana, pero a una temperatura aproximada de 200°C (por lo que es una pila de media temperatura). Es la pila más desarrollada debido a ser la primera en ser descubierta.

La influencia de la presión, temperatura y presencia de CO y azufre de los gases es similar a las pilas de membrana, aunque el efecto de la falta de concentración de combustible no es muy notable por la poca irreversibilidad en el ánodo.

La reacción anódica viene dada por la Ecuación [II-36] y la catódica por la [II-37]. La reacción global de la pila es [II-38], siendo el potencial de equilibrio a concentraciones de 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa de productos y reactivos $E_{0rev} = 1,184$ V.



[Figura II-10] Esquema de funcionamiento de una celda de PAFC



Ventajas e inconvenientes

Los problemas de esta pila son, entre otros, la pérdida de eficacia por la aglomeración del catalizador con el funcionamiento, y la reacción del electrolito con el carbono del electrodo a voltajes sobre 0,8 V.

También se pueden mencionar otros problemas tales como:

- El H_2 es el único combustible adecuado para la oxidación directa.
- El CO es un veneno anódico.
- Se deben emplear catalizadores de alto coste.
- La cinética del O_2 es irreversible.
- El electrolito es de baja conductividad.

Por otro lado, las PAFC también presentan ventajas:

- ✓ El electrolito rechaza el CO₂.
- ✓ Presentan un alto rendimiento para aplicaciones de cogeneración.

Descripción de los componentes

Electrodos

Como en la pila de polímero, también se usan electrodos para la difusión del oxígeno y del hidrógeno, así como catalizadores de platino o aleaciones de platino soportados sobre polvo de carbono.

Electrolito

El electrolito está compuesto por ácido fosfórico (H₃PO₄), el único ácido inorgánico común con baja volatilidad y alta estabilidad y que es tolerante con la presencia de dióxido de carbono. El electrolito está contenido por capilaridad en los poros de una matriz. Para evitar tensiones se mantiene a una temperatura superior a 42°C (temperatura de solidificación) y debe reponerse durante la operación por las pérdidas del mismo durante periodos largos a alta temperatura.

Matriz

Está compuesta de partículas de carburo silíceo con una pequeña cantidad de PTFE. La composición de la estructura consiste en una capa de PTFE con el electrolito a un lado y papel de carbón al otro, siendo ésta la zona de contacto con los gases. Suele darse un tratamiento de nitrógeno para evitar la corrosión del carbono.

Placas bipolares

La pila se forma por la unión de celdas mediante placas bipolares nervadas que suministran a los electrodos sus respectivos gases. Dichas placas bipolares están fabricadas de grafito con canales mecanizados a cada lado, que provocan un mejor reparto de los gases reactivos (hidrógeno y oxígeno), el cual se realiza por difusores de manera externa.

Refrigeración

La refrigeración se lleva a cabo mediante unos tubos colocados cada 5 células. Se puede hacer por aire, agua presurizada o dieléctricos.

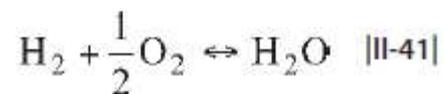
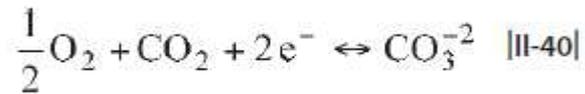
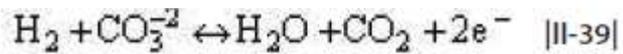
MCFC

Introducción

La pila de carbonatos fundidos es una pila de alta temperatura que trabaja en torno a los 650°C. Actualmente se encuentra en un estado de desarrollo comprendido entre las pilas de ácido fosfórico y las de óxidos sólidos.

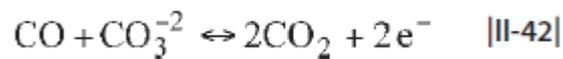
Su electrolito es una mezcla bifásica de carbonatos metálicos (como litio y potasio o litio y sodio) contenido en una matriz cerámica porosa de LiAlO_2 . A altas temperaturas, se forma una sal fundida con excelentes propiedades conductoras para el paso de los carbonatos, aunque tiene un importante efecto en cuanto a pérdidas óhmicas (acumulando el 70% de estas pérdidas).

La reacción anódica viene dada por la Ecuación |II-39| y la catódica por la |II-40|. La reacción global de la pila es |II-41|, siendo el potencial de equilibrio a concentraciones 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa de productos y reactivos $E_{0\text{rev}} = 1,184 \text{ V}$.

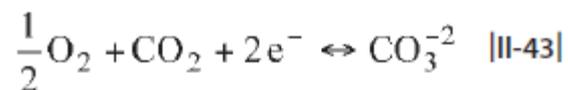


Otra alternativa es la siguiente:

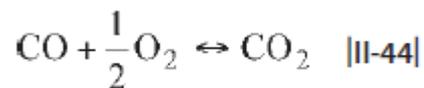
En el ánodo:



En el cátodo:



Global:

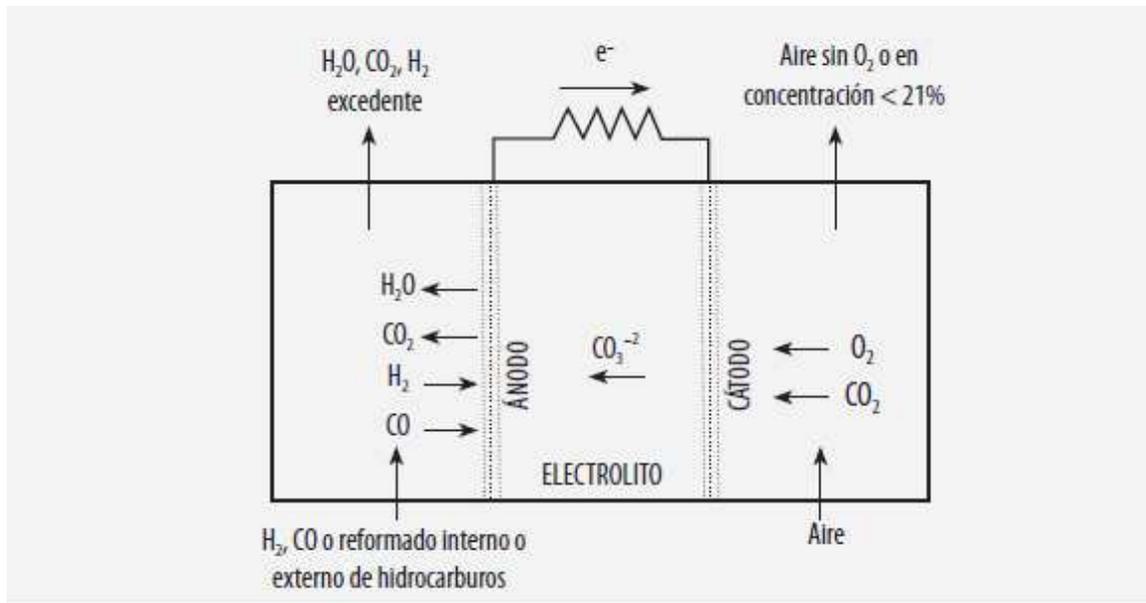


Siendo por lo tanto su potencial de equilibrio a concentraciones 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa de productos y reactivos $E_{0\text{rev}} = 1,333 \text{ V}$.

Usualmente el CO_2 producido en el ánodo es reciclado por un circuito externo hacia el cátodo, dónde se consume.

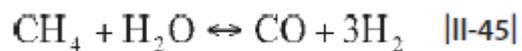
A las temperaturas de operación, aleaciones de níquel (cátodo) y óxido de níquel (ánodo) son catalizadores adecuados para promover la reacción sin metales nobles.

[Figura II-11] Esquema de funcionamiento de una celda de MCFC

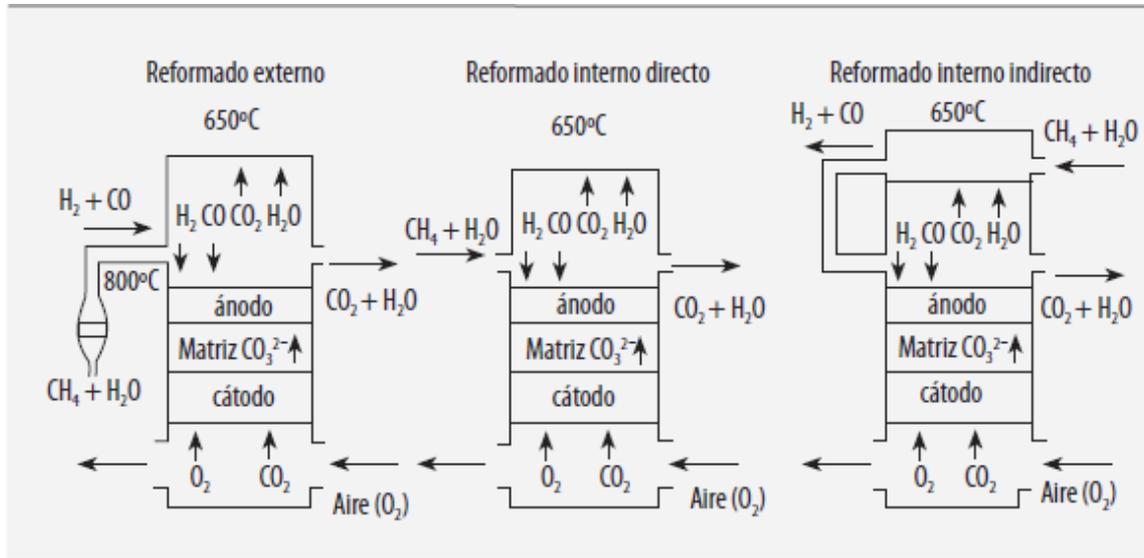


Ventajas e inconvenientes

La alta temperatura de operación de las MCFC permite una mayor flexibilidad de combustible, siendo posible reformar gas natural, alcoholes, gas de vertedero, gas sintético procedente del coque del petróleo, carbón, biomasa, para generar hidrógeno para la celda de combustible, tal como muestra la Ecuación [II-45]. El reformado necesario para usar estos combustibles se puede llevar a cabo fuera de la pila (reformado externo) o dentro (reformado interno directo o indirecto). La [Figura II-19] ilustra esta tipología para el caso de empleo de metano.



[Figura II-12] Esquema de los tipos de reformado externo e internos.



Otras ventajas de este tipo de pilas, derivadas de su temperatura de operación, son:

- ✓ Rápida cinética en electrodos.
- ✓ Alta calidad del calor disponible.
- ✓ Posible ventaja económica sobre PAFC.

Por otro lado, las MCFC presentan una serie de problemas o inconvenientes que deben ser superados si se quiere que su comercialización se lleve a cabo.

Estos problemas son los siguientes:

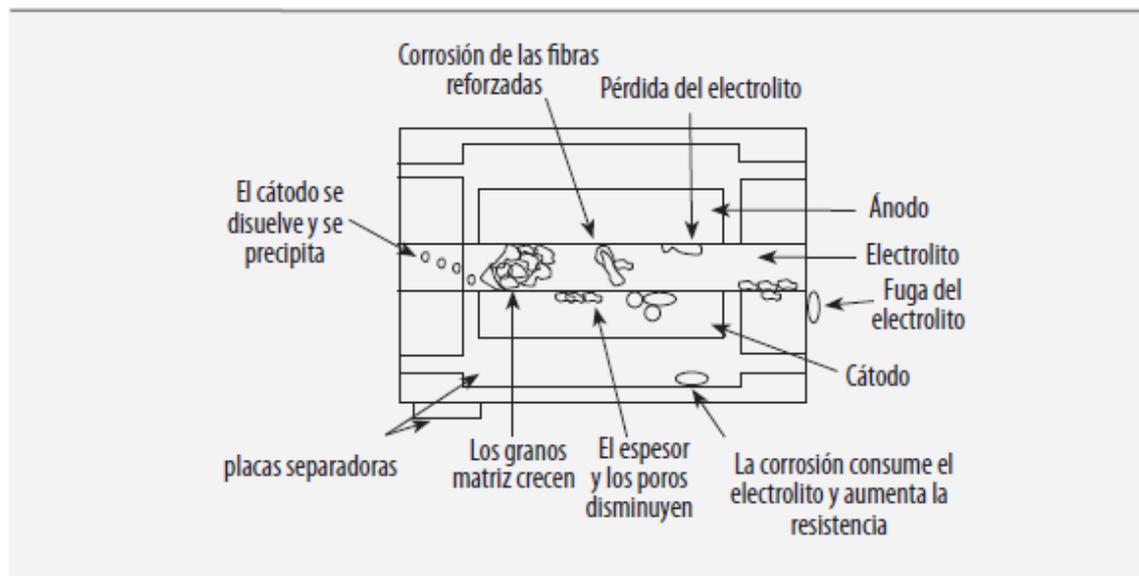
- Disolución del cátodo de NiO: el cátodo de NiO poroso ampliamente utilizado en las MFCF, no es estable en condiciones de trabajo, ya que se disuelve formando iones Ni^{2+} que se mueven dentro de la matriz hacia el ánodo. Al mismo tiempo, el hidrógeno se difunde en la matriz desde el ánodo provocando la reducción de los iones Ni^{2+} a níquel metálico que precipita en los poros de la matriz. Esto ocasiona un cortocircuito a través de la matriz, que da como resultado una reducción en la eficiencia de la celda. Este proceso depende principalmente de la presión parcial de CO_2 en el cátodo y de la

presión parcial de H₂ en el ánodo, el espesor de la matriz y la composición del electrolito.

- Pérdida de electrolito: ocurre durante la operación debido a la reacción del electrolito con los componentes del "stack" reduciendo la litación del cátodo de níquel y de las fibras de Al₂O₃ de la matriz, y la corrosión de los componentes estructurales.
- Estos procesos causan la pérdida de electrolito durante las primeras 1.000 horas de operación. Este proceso depende principalmente de la presión parcial de H₂O, de la presión parcial de CO₂, caudal de gas, temperatura y composición del electrolito.
- La capacidad de retención del electrolito: la matriz de estructura α -LiAlO₂ se transforma a la fase β -LiAlO₂, de mayor densidad, durante la operación del "stack".
- Este proceso es acompañado por el crecimiento de las partículas y el crecimiento del tamaño de poro de la matriz. Esto puede llevar a una pérdida de retención capilar del electrolito en la matriz, lo que causa una distribución del electrolito que finalmente conduce al "cuce" del stack.
- El agrietamiento de la matriz: la matriz debería ser impermeable a los gases para la separación del oxidante y combustible. Si ocurre un agrietamiento en la matriz, los gases oxidante y combustible reaccionan "cuce" se produciría un sobrecalentamiento local en la celda. Adicionalmente, la reducción del cátodo u oxidación del ánodo causaría una pérdida de rendimiento. Los ciclos térmicos del "stack" son considerados como la principal causa que provoca el agrietamiento de la matriz.
- Deslizamiento a alta temperatura de los componentes porosos: los ánodos Ni-Cr son susceptibles a deslizarse cuando se sitúan bajo la carga de torsión requerida en la celda para minimizar la resistencia de contacto entre componentes.

- Corrosión de las placas separadoras: es uno de los principales problemas que afectan al tiempo y vida útil de las MCFC y de elevado coste. Puede producir un cortocircuito si los productos de corrosión son conductores, y puede llegar a una reacción directa del oxidante y combustible si la placa separadora se perfora. La corrosión de las placas en las regiones de sellado, en contacto directo con el eutéctico de carbonato, es más severa causando una pérdida de electrolito y un incremento en la resistencia óhmica.
- La desactivación del catalizador: la desactivación del catalizador puede ocurrir principalmente por sinterización con el material soporte o cristalización del níquel, así como por el transporte del electrolito, por migración o evaporación, y su posterior deposición, llenando los poros del soporte y desactivando el catalizador.

[Figura II-13] Problemas que presentan los actuales componentes de las MCFC



Descripción de los componentes

Electrolito

Está formado normalmente por un eutéctico de carbonato alcalino, $\text{Li}_2\text{CO}_3\text{-K}_2\text{CO}_3$ (62-38 mol %). Actualmente, se está considerando reemplazar esta composición por $\text{Li}_2\text{CO}_3\text{-Na}_2\text{CO}_3$ (52-48 mol %). La composición del electrolito afecta al rendimiento y durabilidad de las MCFC. Los electrolitos enriquecidos en litio presentan mayores conductividades iónicas y, por tanto, menores pérdidas por polarización óhmica debido a la alta conductividad iónica del Li_2CO_3 , comparada con Na_2CO_3 y K_2CO_3 . Sin embargo, la solubilidad del gas y la difusión son menores, siendo la corrosión más rápida en Li_2CO_3 .

La matriz

Es el soporte del eutéctico de carbonatos, compuesta por un material cerámico poroso, $\gamma\text{-LiAlO}_2$, de partículas subatómicas, aislante, químicamente inerte e insoluble al electrolito. Este soporte, que es la estructura cristalina más estable del aluminato de litio, es impregnado por el eutéctico de carbonatos. Aproximadamente un 70% de la resistencia óhmica de la celda se debe a la matriz, por lo que es necesario reducir su tamaño (0,3 mm).

Los electrodos

El ánodo está constituido de níquel poroso que contiene de 2 al 10% de cromo o aluminio. Presenta un diámetro de poro de 3 a 5 mm, una porosidad de 55 al 80%, un espesor de 0,20 a 1,5 mm y una superficie específica de 0,1 a 1 m^2/g . El cromo se añade para eliminar los problemas de sinterización del ánodo.

El cátodo consiste en óxido de níquel litiado con una cantidad estimada de litio del 1 al 4%, y es formado in situ por oxidación, seguido de la litiación, de una placa de

níquel poroso. El NiO preparado así mantiene una estructura porosa y adquiere una alta conductividad que asegura una eficaz operación del electrodo.

Las características principales de su estructura son: un diámetro de poro de 7 a 15 μm , una porosidad inicial del 70 al 80% y del 60 al 65% después de la oxidación y litiación, un espesor de 0,5 a 1 mm y una superficie específica de 0,5 m^2/g .

Las placas bipolares

Se usan el nodo del electrodo adyacente en un "stack" que contiene varias celdas individuales. Las regiones de sellado, formadas por la extensión electrolito/matriz presionadas entre dos placas individuales, evitan la fuga de los gases reactantes. En el lado catódico, se utiliza acero inoxidable sin tratar, y en el lado anódico, la misma clase de acero inoxidable pero bañado en níquel puro debido a que la capa de óxido formada sobre el acero inoxidable no protege al metal base, mientras que el níquel es estable en una atmósfera reductora. En las zonas de sellado el acero inoxidable es protegido por una capa de aluminio.

SOFC

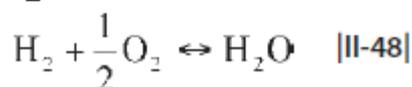
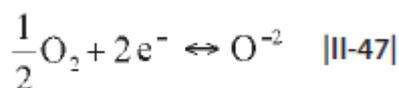
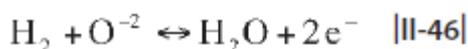
Introducción

La pila de óxido sólido es un dispositivo que usa un material cerámico como electrolito debido a sus temperaturas de trabajo de hasta 1.100°C, lo que significa que es completamente sólido. Es por tanto más simple que las otras pilas de media y alta temperatura descritas. Por ello, no ocurren los mismos problemas que con los electrolitos de las PAFC Y MCFC (en los que hay que tener cuidado con los cambios de fase del electrolito para evitar dañar la estructura), y las altas temperaturas hacen que no se precisen metales preciosos como catalizadores.

Cuando su rango de operación está por debajo de los 800°C se denominan pilas de combustible de óxidos sólido de temperatura intermedia (IT-SOFC); en caso contrario se denomina de alta temperatura (T-SOFC).

De la misma forma que en la MFCF, el monóxido de carbono también reacciona en la pila con el oxígeno, de manera que se pueden obtener voltajes similares a los que se obtendrían como si de hidrógeno se tratara.

La reacción anódica viene dada por la Ecuación |II-46| y la catódica por la |II 47|. La reacción global de la pila es |II-48| siendo el potencial de equilibrio a concentraciones 1 M y presiones parciales de 101,325 kPa de productos y reactivos $E_{0rev} = 1,184$ V.

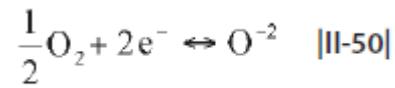


Otra alternativa es la siguiente:

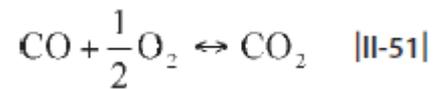
En el ánodo:



En el cátodo:



Global:

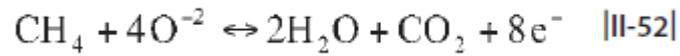


Siendo por lo tanto su potencial de equilibrio

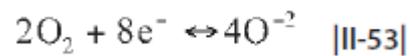
$$E_{0rev} = 1,333 \text{ V.}$$

Y por último:

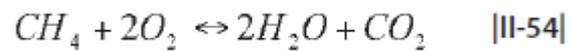
En el ánodo:



En el cátodo:

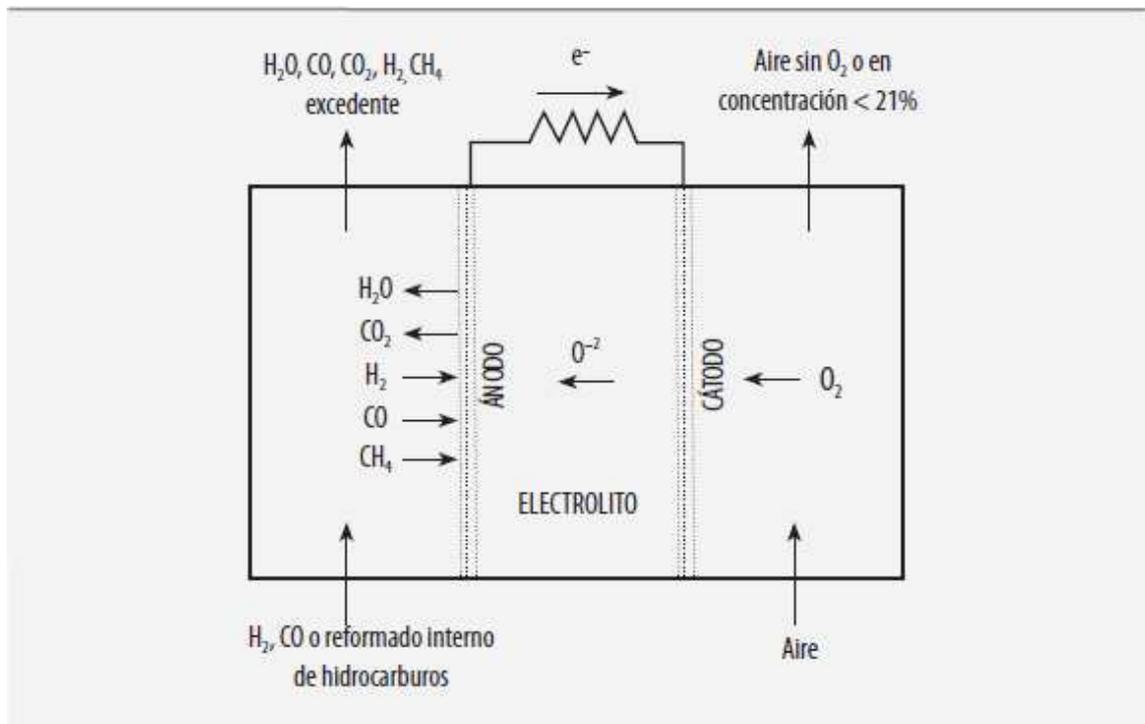


Global:



Siendo por lo tanto su potencial de equilibrio

[Figura II-14] Esquema de funcionamiento de una celda de SOFC



Existen dos configuraciones físicas para esta pila: planar y tubular.

- Planar: es la común en el resto de pilas de combustible. Permite una conexión sencilla entre celdas. La captación de corriente en dirección perpendicular en un “stack” con configuración plana debe tener una mayor eficiencia que en la configuración tubular, y por tanto debe ser mayor el rendimiento global. Por otro lado el principal problema de la configuración planar es el sellado de cada celda. Si éste no se realiza de forma adecuada puede producir el escape del reactante anódico al compartimento catódico “cuce”.
- Tubular: este tipo de diseño elimina el problema de un sellado defectuoso. El cátodo, la celda de interconexión, el electrolito y el ánodo se depositan por este orden sobre un soporte tubular poroso cerrado en un extremo de circonia estabilizada con calcio. El gas oxidante se introduce a través del tubo central de alúmina y el combustible se suministra por la cara exterior del tubo cerrado en un extremo, recorriendo ambos la celda en direcciones paralelas. En este

tipo de diseño, las celdas son ordenadas a lo largo del soporte tubular y se conectan en serie por medio del material de interconexión cerámico.

El rendimiento de esta configuración es inferior al de la configuración planar.

Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas de las SOFC se pueden citar las siguientes:

- ✓ Alta calidad del calor disponible.
- ✓ CO puede usarse como combustible.
- ✓ Rápida cinética de electrodos.
- ✓ El reformado externo no es necesario.
- ✓ Elevados rendimientos.
- ✓ El reciclado del CO₂ es innecesario.
- ✓ No existe problema de gestión de electrolito.
- ✓ La composición del electrolito es invariante.

No obstante también son de gran interés los problemas tecnológicos que presentan los distintos componentes de estas pilas:

- Electrolito: el electrolito actual YSZ requiere una temperatura de operación de 1.000°C para alcanzar la conductividad iónica necesaria. Además, la conductividad iónica disminuye con el tiempo de operación. Los materiales alternativos que presentan una mayor conductividad que el YSZ en aire son: óxido de bismuto, ceria dopada y galiato de lantano dopado.
- Cátodo: la manganita de lantano modificada con estroncio no puede ser utilizada como material catódico a temperaturas inferiores a 800°C ya que presenta un pobre rendimiento en la reacción de reducción del oxígeno a baja temperaturas.

- **Ánodo:** las condiciones de operación de las SOFC hacen que el ánodo trabaje en atmósferas altamente reductoras y además con algunas partículas y trazas de hidrocarburos más pesados compuestos de azufre. Por otro lado, con metano y otros hidrocarburos en el reformado interno si la cantidad de vapor es insuficiente entonces ocurre la deposición de carbón. Esto tendría un efecto de bloquear los poros y restringir el flujo de gases lo que degradaría la operación debido a la pérdida de centros activos de reacción.
- **Placas bipolares o de interconexión:** el material más utilizado es LaCrO_3 , que presenta una conductividad térmica extremadamente baja, lo que provoca gradientes térmicos en "stack". Como la expansión del material es diferente al calentarse en atmósferas oxidante o reductora se producen tensiones que pueden quebrar el "stack". Además es fidedigno los costes asociados con fabricación, forma y mecanización son relativamente caros. Cuando se reduce la temperatura de operación (inferior a 800°C) se reduce la conductividad electrónica y no puede ser empleado como placa de interconexión.
- **El material sellante:** vidrios, cerámicos y compuestos vidrio-cerámicos son los materiales más utilizados. Los sellos cerámicos y de vidrio tienen que ser cuidadosamente diseñados y se pueden degradar a causa de los ciclos térmicos del "stack" a causa del tiempo de operación debido a los cambios en la viscosidad y en la composición química producidos por la volatilización de algunas especies y por la reacción con otros componentes de la celda de combustible.

Descripción de los componentes

Electrolito

Debe ser un conductor iónico en un amplio rango de presiones parciales de oxígeno. El coeficiente de transporte de los aniones oxígeno debe ser lo más próximo posible a uno y tener una componente electrónica en su mecanismo de conducción cercana a

cero, de forma que no se cortocircuite el sistema. No tiene que permitir la permeación de oxígeno o combustible entre las dos caras, y presentar una resistencia mecánica suficiente para constituir el material de la celda. El material más utilizado es la circonia dopada con itria (YSZ).

Electrodos

El cátodo debe presentar una porosidad elevada al igual que el ánodo para facilitar el paso de gas hasta la interface del electrolito, donde tiene lugar la reducción del oxígeno, mostrar una gran actividad catalítica para esa reacción y ser estable en atmósfera oxidante. Sólo los metales nobles y óxidos con elevada conductividad electrónica satisfacen estas características. Los metales nobles como el platino, paladio, y plata no son interesantes debido a su alto coste y a su inestabilidad a largo tiempo de operación.

El ánodo debe ser un conductor electrónico, químicamente estable en atmósferas reductoras. Además debe tener una actividad catalítica elevada en la reacción de oxidación, aumentando su velocidad y disminuyendo las pérdidas por polarización del electrodo. Debe ser un material poroso para facilitar el intercambio de combustible entre el compartimento anódico y la interface ánodo-electrolito, donde se produce la reacción. Actualmente, se utiliza un cermet de níquel metálico en un esqueleto de circonia estabilizada que inhibe la sinterización de las partículas metálicas y proporciona un coeficiente de expansión térmica con los demás materiales de la celda.

Placa bipolar

Carece de poros que puedan permitir el paso de gas, tiene que ser químicamente estable tanto en atmósferas oxidantes como en reductoras. Además debe tener una conductividad electrónica alta y una conductividad iónica despreciable.

El principal problema que presentan las placas bipolares es la formación de óxidos en el lado catódico que aumentan considerablemente la resistencia electrónica.

Material sellante

Es requerido en el diseño planar y asegura que los gases oxidantes y combustible pasen a través de sus caminos individuales. La mayoría de los materiales utilizados son vidrios, cerámicos y compuestos cerámicos-vidrio.

2.3 Aplicaciones.

Las razones de la economía energética del hidrógeno y las pilas de combustible no han sido nunca tan convincentes [HPF_05]: las fluctuaciones en los precios del petróleo, la preocupación por el calentamiento global, y la alarmante creciente demanda de energía han evidenciado la inmensidad, y urgencia, del desafío de la energía global.

De hecho, el hidrógeno está ahora ampliamente reconocido como un vector energético flexible y respetuoso con el entorno, cuyo potencial no atañe únicamente a la reducción sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero y consecuente mejora de la calidad del aire, sino que supone un sistema de suministro energético seguro y, en particular con unas consecuencias significativas en el sector transporte. Asimismo, los combustibles que contienen hidrógeno se pueden emplear en sistemas estacionarios de pila de combustible, proporcionando una amplia flexibilidad para el uso de las pilas como sistemas combinados de producción de calor y electricidad.

Su desarrollo proporcionará, además, una vía para la estabilización de los precios de la energía y la creación de importantes oportunidades para el crecimiento económico a través del desarrollo de un nuevo (y sustitutivo) negocio y equipamiento en las industrias.

Por tanto, la tecnología del hidrógeno y las pilas de combustible se ajusta perfectamente a la estrategia europea cuyo objetivo es el de implantar un modelo económico y energético sostenible mediante un incremento del empleo de fuentes internas (renovables) y disponibles a escala local.

En este sentido, el hidrógeno complementa a la electricidad con su gran capacidad de almacenamiento de energía y facilita la integración de la electricidad excedente generada en el mercado energético.

La producción de hidrógeno para uso industrial ya está ampliamente extendida, pero las pilas de combustible son las primeras candidatas para el desarrollo de nuevas oportunidades en su tecnología de aplicación. Por su elevada eficiencia y su silenciosa operación, estos convertidores de energía limpia son capaces de adaptarse a un amplio rango de aplicaciones de consumo de energía, incluyendo pequeños aparatos portátiles, sistemas pequeños y grandes de cogeneración y trigeneración, así como aplicaciones al transporte por carretera, vía férrea, marítima y aérea.

2.3.1 Aplicaciones Estacionarias.

Generación distribuida

A la hora de la instalación de un sistema, la cuestión fundamental es la maximización del bienestar social, dando mayor peso a la protección de los intereses de los consumidores, promoviendo en la medida de lo posible la competencia.

La actividad de generación de electricidad por sistemas descentralizados es una actividad competitiva, aunque en la actualidad en el caso español todavía no se ha alcanzado el grado de desarrollo tecnológico para su comercialización de manera libre, a precios que puedan competir con la generación centralizada convencional. Si bien la producción eléctrica mediante pilas de combustible puede llevarse a cabo tanto de forma centralizada como descentralizada, es ésta última la que será aplicable a corto plazo, hasta que se logre un nivel de madurez suficiente de la tecnología y una adecuada escala de precios.

La aplicación del modelo de generación distribuida se enfrenta a una serie de barreras e incentivos. Las principales barreras son:

- Poder sobre el mercado de las empresas instaladas, por su capacidad para retener clientes tradicionales, tanto con prácticas comerciales como administrativas.
- Los servicios de la generación distribuida al sistema son complejos y más difíciles de valorar que los servicios del sistema centralizado.
- Costes de conexión a la red de distribución.

En cuanto a los incentivos destacan:

- ✓ Facilidades de financiación de la inversión (relacionado con el objetivo del regulador de aumentar la competencia).
- ✓ Normativa menos restrictiva sobre los potenciales entrantes.

- ✓ Discriminación a las empresas instaladas obligándoles a fijar un precio no inferior a uno dado.
- ✓ Medidas orientadas a reducir los costes de cambio de suministrador para los clientes cautivos, reduciendo así las pérdidas provocadas por el transporte.
- ✓ Condiciones favorables de interconexión a la red de distribución.
- ✓ Independencia de los grandes consumidores.
- ✓ Menores emisiones de gases contaminantes: subvenciones, opinión pública, directivas de la UE, cumbre de Kyoto, etc.
- ✓ Promoción de la eficiencia energética.
- ✓ La generación distribuida puede afectar significativamente a la estabilidad de los sistemas eléctricos en tres frentes:
 - ✓ Estabilidad de ángulo de carga (pequeña o gran perturbación).
 - ✓ Estabilidad de frecuencia.
 - ✓ Estabilidad de tensión (pequeña o gran perturbación).

Las redes de distribución actuales están previstas para transmitir la potencia eléctrica desde la red de transporte hasta los consumidores (desde las tensiones más elevadas hasta las más bajas). Sin embargo, cuando existe un elevado grado de penetración de la generación distribuida, los flujos de potencia pueden invertirse.

Ésta es una situación a la que se llegará dentro de poco a la vista del desarrollo que presenta esta forma de generación.

No todas las tecnologías disponibles se comportan igual desde el punto de vista de las emisiones. Los motores presentan mayores emisiones de CO, NOx y partículas que sus correspondientes tecnologías competidoras, lo que supone una desventaja en áreas con estrictos criterios de emisiones. La utilización de catalizadores para alcanzar niveles de emisiones aceptables es frecuentemente cara, lo que provoca un incremento del coste del kW instalado.

Las microturbinas llevan una gran ventaja, ya que las expectativas para las emisiones de NOx son actualmente más bajas y las futuras mejoras permitirán alcanzar números

incluso menores. Teniendo en cuenta que las áreas que tienen restricciones de emisiones tienden a tener altos costes de electricidad, las unidades con bajas emisiones tienen grandes posibilidades de ganar mercado.

Las pilas de combustible debido a su propia naturaleza de generación sin combustión tienen niveles de emisiones extremadamente bajos. A medida que los niveles estándares de emisión sean más estrictos, las pilas de combustible se irán convirtiendo en una muy buena opción de microgeneración. Dentro de los diferentes tipos de pilas hay dos que destacan para aplicaciones estacionarias: las pilas de óxido sólido (SOFC) y las de carbonatos fundidos (MCFC). Las razones para su adecuación a las aplicaciones estacionarias radican en su elevada temperatura de operación, que les facilita las operaciones de reformado y uso de sus calores residuales, ya sea para cogeneración o para realizar una hibridación con turbinas de gas, lo que contribuye a mejorar su rentabilidad.

SOFC

Los sistemas de generación de energía han sufrido un avance muy importante durante la última década. Los problemas medioambientales unidos a la previsible escasez de recursos (fundamentalmente petróleo) están elevando el coste de explotación de las plantas convencionales, lo que está provocando un desarrollo considerable de las tecnologías alternativas.

En este sentido las pilas de combustible han pasado de tener un campo de aplicación muy restringido y específico a convertirse en una forma de generación con elevado potencial de uso en un futuro sistema distribuido de generación de energía. Este desarrollo se ha visto complementado por la aparición de nuevos tipos de pilas capaces de trabajar con gas natural sin necesidad de un sistema externo de procesamiento de combustible.

Las pilas de combustible de óxidos sólidos (SOFC) trabajan a temperaturas que oscilan entre 800 y 1.000°C y presentan diversas ventajas. A la ya comentada del combustible, al que la elevada temperatura permite reformar el gas natural para obtener hidrógeno directamente en el interior de la pila, se une el elevado contenido de energía disponible en los gases de escape. Esta energía es susceptible de ser aprovechada por una turbina de gas en lo que se conoce como sistema híbrido (ciclo combinado), frecuentemente regenerativo.

Modelo híbrido SOFC-TG.

Dadas las expectativas de su complementariedad se está realizando actualmente un especial esfuerzo hacia la integración de la tecnología de las pilas de combustible de alta temperatura con las turbinas de gas.

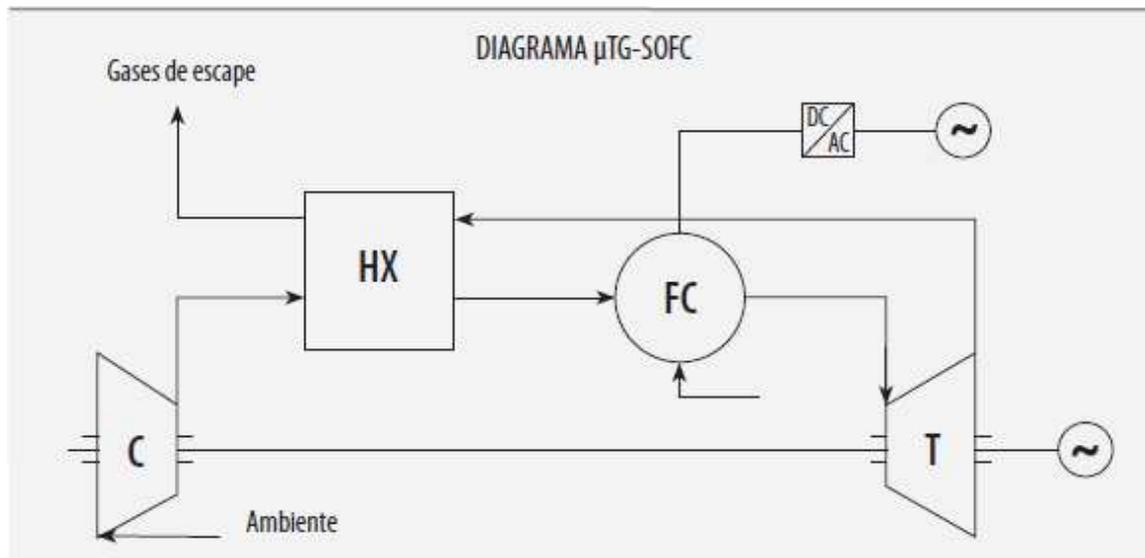
La tecnología híbrida resultante de la integración presenta unas características potenciales para aplicaciones de generación de energía que superan los estándares

conocidos hasta la fecha, entre ellas están eficiencias teóricas superiores al 80%, emisiones de CO₂ y NO_x inferiores a unos pocos ppm y una reducción del coste del kW instalado del 25% en comparación con una pila de combustible del mismo tamaño. Por otra parte, el hecho de que las mejores prestaciones de la turbina de gas se logren a carga nominal y que la pila responda bien a cargas parciales permiten obtener una respuesta del conjunto muy adecuada a diversas condiciones de carga.

Existen diversas formas de llevar a cabo la hibridación. Lo normal es recurrir a una turbina de gas regenerativa, pudiendo colocarse la pila presurizada, es decir, aguas abajo del compresor, o en modo atmosférico, es decir, aguas abajo de la turbina. También es posible que el escape de la propia pila alimente a la turbina, sin recurrir a una cámara de combustión, o bien complementando el sistema con una cámara de combustión auxiliar. En todos los casos la producción eléctrica se logra desde dos puntos: la pila de combustible y la turbina de gas.

En la [Figura II-15] se muestra una hibridación de pila presurizada en la que no se emplea cámara de combustión externa. El aire aspirado por el compresor C se precalienta en el regenerador HX para pasar así a la pila de combustible FC, donde reacciona con el combustible con que se alimenta ésta produciendo electricidad (que ha de ser convertida, al ser corriente continua) y una corriente de gases calientes (aire y vapor de agua) con los que se alimenta a la turbina de gas T, que produce energía para arrastrar al compresor y mover el alternador, cuya energía eléctrica se suma a la de la pila. Los humos que abandonan la turbina ceden su calor en el regenerador al aire comprimido que sale del compresor.

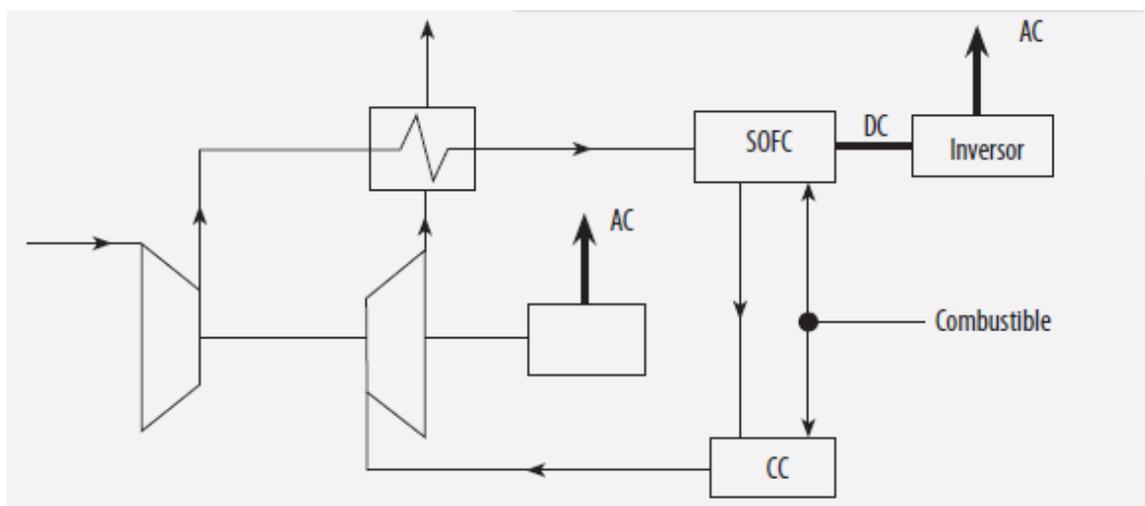
[Figura II-15] Sistema híbrido formado por pila de combustible y turbina de gas



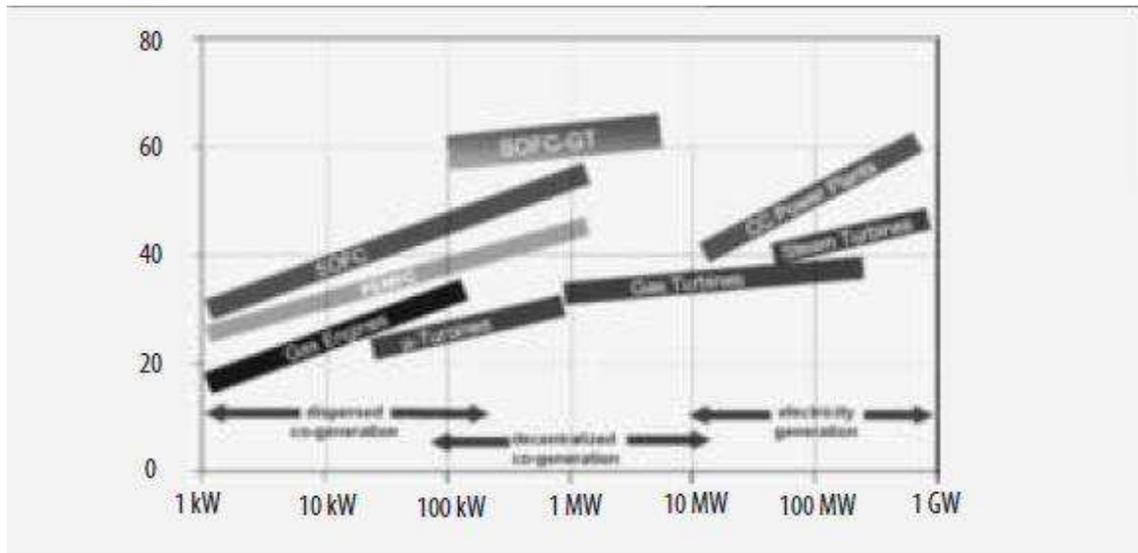
El rendimiento de la turbina se puede aumentar si la temperatura a su entrada se incrementa.

Para ello se puede intercalar en serie con los productos de la pila una cámara de combustión CC, tal como muestra la [Figura II-16]. Para la correcta operación de esta cámara de combustión es preciso que la alimentación de aire a la pila se haga en exceso, de modo que dicho aire pueda reaccionar con el combustible en la cámara de combustión.

[Figura II-16] Pila presurizada con cámara de combustión



[Figura II-19] Eficiencia vs potencia de diversos sistemas de generación eléctrica



MCFC

Las pilas de carbonato fundido han evolucionado desde diseños en los años 60 para la utilización directa del carbón. Operan a altas temperaturas (en torno a 650°C) lo que las hace adecuadas para aplicaciones de cogeneración ya que la temperatura de salida es suficiente como para la generación de vapor en aplicaciones industriales, por lo que los fabricantes están dirigiendo sus productos hacia mercados como hoteles, escuelas y otro tipo de aplicaciones que demanden cogeneración. Su principal característica es la aptitud para el reformado interior de los combustibles y la posibilidad del uso de gases derivados de productos del carbón. Son las pilas que presentan una mayor eficiencia para la generación eléctrica (en versión simple, sin hibridación). Debido a que operan a menor temperatura que las SOFC su potencial de hibridación con turbinas de gas es muy reducido, siendo su principal campo la cogeneración.

Prestaciones y costes

Los costes de producción constituyen uno de los puntos críticos a la hora de lanzar un proyecto. Como tecnología competidora, los fabricantes de motores alternativos deben continuar reduciendo los precios, especialmente si las microturbinas y las pilas de combustible alcanzan sus objetivos de costes. Las microturbinas, como media, son actualmente más caras que las correspondientes unidades de motores alternativos, pero se espera que las primeras lleguen a ser más baratas en los próximos años.

Alcanzando estos objetivos de costes proyectados será importante la consideración medioambiental que es más ventajosa para las microturbinas.

Así, también son muy importantes las consideraciones acerca de los equipos auxiliares necesarios, sobre todo, el procesador de combustible, el sistema de compresión de gas, el sistema de recuperación y el sistema de control que suponen una parte importante del coste total, de forma que son necesarias mejoras en estos sistemas para alcanzar los objetivos finales de costes.

Las pilas de combustible tienen el mayor coste de capital de las opciones de microgeneración.

Por tanto son necesarias reducciones sustanciales para permitir a las pilas de combustible competir con otras tecnologías de generación y la red. En las [Figura II-20] y [II-21] se representan los costes de producción de diferentes tecnologías con gas natural (salvo las pilas de combustible) junto con sus proyecciones al año 2030.

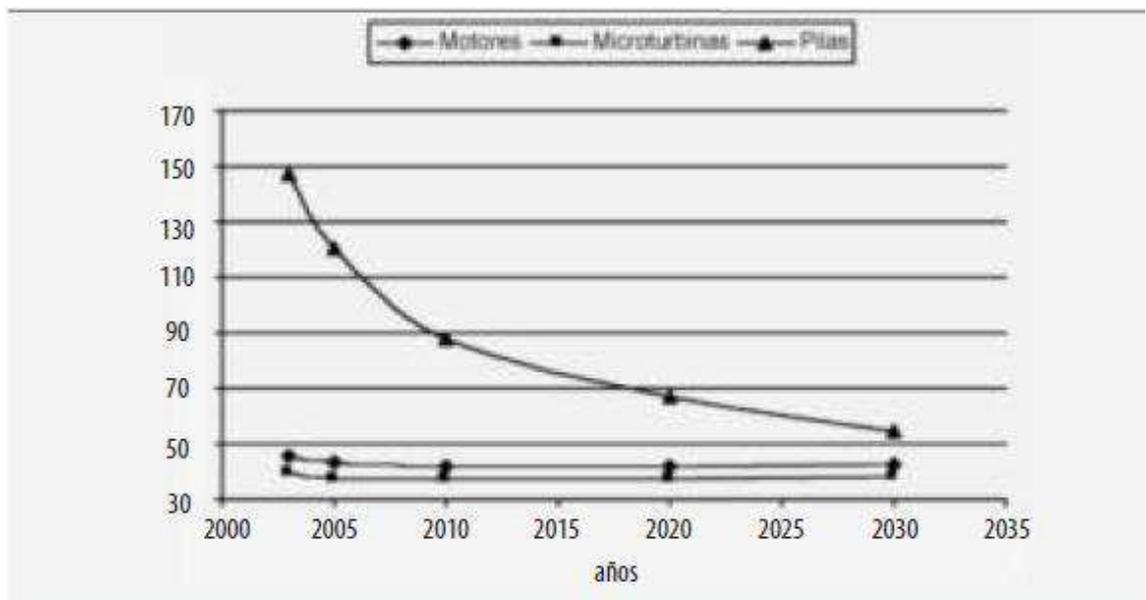
Los motores alternativos tienen una eficiencia más alta comparada con la de las microturbinas, que poseen actualmente la menor eficiencia eléctrica de todas las opciones de microgeneración.

Las microturbinas requieren de mejora de diseño del sistema de recuperación y de los materiales utilizados para incrementar su eficiencia. Así, para alcanzar valores de eficiencia eléctrica del orden del 40% requieren de un sistema de recuperación realmente eficaz o de diseños multietapas, además de materiales para altas temperaturas, tales como cerámicos que permitan operar a esos valores e incrementar la eficiencia.

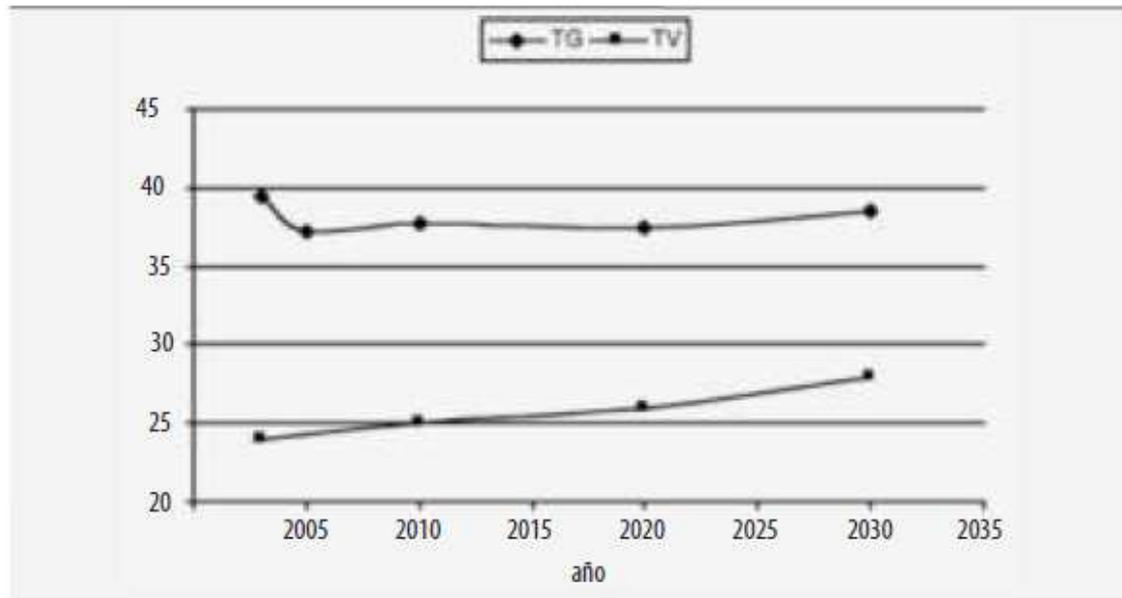
Las pilas de combustible prometen alcanzar los mayores valores de eficiencia de todas las opciones de microgeneración, pero necesitan de un mayor número de proyectos de demostración que permitan obtener valores que garanticen sus prestaciones.

Para cada una de estas opciones, mayor eficiencia en la conversión también implica menores emisiones, particularmente de compuestos de carbono, factor cada vez más importante en los mercados de generación eléctrica.

[Figura II-20] Costes de producción eléctrica MWh con equipos inferiores a 5 MW



[Figura II-21 Costes de producción eléctrica M con equipos de potencias comprendidas entre 5 y 40 MW



La [Tabla II-4] resume las prestaciones de las seis pilas de combustible más representativas disponibles en el mercado dentro del rango de 5 kW hasta 2.000 kW, que es el que cubre la mayoría de las aplicaciones actuales en generación eléctrica y cogeneración y el más apto para ser introducido en el mercado en los próximos cinco años. En la [Tabla II-5] se muestra un desglose de las inversiones requeridas. La mayor parte de los tipos presentados están en fase de desarrollo, por lo que los precios son estimativos, teniendo en cuenta que los costes de instalación pueden variar significativamente, dependiendo de diversos factores como la situación geográfica o el estado del mercado en esos momentos.

[Tabla II-4] Prestaciones y costes de las pilas de combustible más frecuentes en aplicaciones estacionarias

	Sis. 1	Sis. 2	Sis. 3	Sis. 4	Sis. 5	Sis. 6
Tipos	PAFC	PEMFC	PEMFC	MCFC	MCFC	SOFC
Tamaño (kW)	200	5-10	150-250	250	2.000	100-250
Prestaciones						
Capacidad (kW)	200	10	200	250	2.000	100
Fecha comercial estimada	1992	2003 a 2005	2005+	2003 a 2005	>2005	> 2005
Temperatura de operación (°C)	220	85	85	670	670	970
Eficiencia (%)	36	30	35	43	46	45
Consumo de combustible (termias/h)	479	28	491	499	3.730	202
Costes						
Coste total instalación (\$/kW en 2003)	5.200	5.500	3.800	5.000	3.250	3.620
Costes de operación y mantenimiento (c\$/kWh en 2003)	2,9	3,3	2,3	4,3	3,3	2,4

De los productos incluidos en la [Tabla II-5], solamente la PAFC, que fue introducida en 1992, es considerada totalmente disponible en la actualidad. Los otros productos están en diversas fases para llegar al comercio. Los costes están calculados teniendo en cuenta que la mayoría incluirán sistemas de recuperación del calor (cogeneración). Los datos mostrados en la Tabla muestran que la eficiencia eléctrica aumenta cuando la temperatura de operación de las pilas de combustible o el tamaño del sistema aumenta.

Cogeneración

La recuperación del calor mejora siempre los costes de cualquier tecnología de generación distribuida, incluyendo las pilas de combustible, si bien los costes de los sistemas de pilas de combustible dependen menos de la recuperación del calor que otras tecnologías como por ejemplo las microturbinas debido a su elevado rendimiento.

Existen cuatro fuentes primarias de obtener el calor como subproducto desde una pila de combustible: gases de escape, incluyendo la condensación del agua, refrigeración

del “stac”, ases del nodo el calo de efo mado. El calo , enealmente, uede ser recuperado en forma de agua caliente o vapor de baja presión, pero la cantidad y calidad del calor depende en gran medida de la temperatura de operación de la pila. Por ejemplo, las PEMFC, que operan a temperaturas inferiores a 82°C, tienen baja calidad de calor disponible para ser recuperado.

[Tabla II-5] Desglose de las inversiones requeridas por los sistemas mostrados en la [Tabla II-4]

	Sis. 1	Sis. 2	Sis. 3	Sis. 4	Sis. 5	Sis. 6
Capacidad nominal (kW)	200	10	200	250	2.000	100
Tipo de pila	PAFC	PEMFC	PEMC	MCFC	MCFC	SOFC
Coste directos (\$/kW de 2003)						
Coste equipos	4.500	4.700	3.120	4.350	2.830	2.850
Aparamenta eléctrica	100	250	100	100	20	120
Total equipamiento	4.600	4.950	3.220	4.450	2.850	2.970
Materiales y mano de obra	300	100	300	300	230	330
Total de costes directos	4.900	5.050	3.520	4.750	3.080	3.300
Costes indirectos (\$/kW de 2003)						
Construcción y dirección	150	280	130	100	90	150
Ingeniería y tasas	60	90	60	60	30	80
Contingencias	90	80	90	90	50	90
Coste total planta (\$/kW) (2003)	5.200	5.500	3.800	5.000	3.250	3.620

Generalmente, el 25% de la energía del combustible puede ser recuperado con mejor calidad ma o tem eatua desde el “stac ” o el sistema de efo mado, oto 25 está contenido en los gases de escape del cátodo, que incluye el calor latente del agua que genera como subproducto la pila.

El uso más común de este calor es para agua caliente o vapor de baja presión para calefacciones, necesidades de procesos o agua caliente doméstica. Las pilas SOFC y MCFC pueden generar vapor de una presión media que proviene de los gases de escape de alta temperatura.

Como conclusiones se puede decir que en los próximos cinco o diez años se prevé una mejora sustancial de la tecnología de microgeneración y permitirá importantes mejoras en los costes y un mayor potencial de penetración en el mercado, si en paralelo se resuelven equitativamente otros desafíos técnico-económicos sobre su integración en el sistema operativo global.

La |Tabla II-6| resume las características de cogeneración de las pilas analizadas en las |Tabla II-7| y |II-8|.

|Tabla II-6| Prestaciones térmicas para el uso en sistemas de cogeneración de las pilas analizadas en las |Tablas II-4| y |Tabla II-5|

	Sis. 1	Sis. 2	Sis. 3	Sis. 4	Sis. 5	Sis. 6
Calor disponible (> 70°C) [kW]	100	0,00	0,00	65	554	29
Calor disponible (< 70°C) [kW]	100	13	211	65	490	26
Eficiencia global ¹⁷ [%]	72	69	72	65	70	70
Relación trabajo/calor [p.u.]	1,0	0,79	0,95	1,95	1,92	1,79
Rendimiento eléctrico artificial ¹⁸ [%]	58	51	57	56	62	61

Se espera que la tecnología de pilas de combustible avance rápidamente, lo que permitirá reducir costes e incrementar la penetración en el mercado. Según esto son previsibles los siguientes hitos tecnológicos:

- Pilas PAFC (200 kW). Hacia 2003 la producción estaba limitada a 50 unidades por año, manteniéndose esta cifra hasta 2005 al considerar este producto desfasado. Por esta razón no se esperan cambios significativos en la tecnología.
- Pilas PEMFC de baja potencia (5-10 kW). En 2003 se consideraba a escala demostración, esperando iniciar la producción en 2005. Se espera que en 2010 la producción en serie se haya estabilizado, existiendo múltiples fabricantes de membranas entrando en competencia. En 2020 se prevé una reducción en el precio de la membrana y un aumento en la temperatura de operación de la

pila, así como mejoras en el proceso de reformado y en la electrónica de potencia. En 2030 se espera una estabilización del mercado.

- Pilas PEMFC de media potencia (150-250 kW). Se prevé una evolución similar a las PEMFC de baja potencia, alcanzándose el 2010 la misma madurez que tenían en 2003 las PAFC.
- Pilas MCFC de media potencia (250 kW). Hasta 2010 se considera un periodo de arranque, no encontrándose disponibles a nivel comercial. En 2010 se prevé una producción en escala limitada, disponiendo de reformador integrado.
- Para 2020 se espera haber finalizado la fase de aprendizaje de la pila y de la electrónica de potencia y para 2030 tener la madura la tecnología de componentes auxiliares.
- Pilas MCFC de alta potencia (2 MW). Hasta 2010 se prevé probar la tecnología en modelos de 250 kW. En 2010 se pretende haber eliminado los riesgos técnicos y comenzar a trabajar en la integración con microturbinas, alcanzando su madurez en 2020. Para 2030 se prevé haber finalizado la fase de aprendizaje de la producción.
- Pilas SOFC de media potencia (150-250 kW). En 2003 se esperaba obtener buenos resultados con la configuración tubular, logrando lo mismo para la planar en 2005. La integración con microturbinas se tendría para 2010, resolviendo entonces los problemas de sellado de la configuración planar y las deposiciones de vapor de la tubular. Se dispondría también de la tecnología de reformador integrado. En 2020 la integración con microturbinas estaría resuelta, así como problemas de materiales y electrónica de potencia. En 2030 los componentes auxiliares habrían alcanzado su madurez, así como el reformado interno. Estaría resuelta la refrigeración a elevadas densidades de potencia.

Esos hitos permitirían reducir los costes y mejorar las prestaciones, tal y como se recoge en las [Tabla II-5] a [Tabla II-11], en las que no figuran las pilas PAFC por considerarlas un producto desfasado.

[Tabla II-7] Evolución prevista para pilas PEMFC de baja potencia (5-10 kW)

Año	2005	2010	2020	2030
Potencia nominal [kW]	10	10	10	10
Eficiencia eléctrica [%]	30	32	35	36
Consumo de combustible [termias/h]	28	28	25	23
Eficiencia global [%]	69	70	72	73
Calor disponible [kW]	12	12	12	9
Relación trabajo/calor [p.u.]	0,79	0,83	0,94	0,96
Rendimiento eléctrico artificial [%]	50	50	61	58
Coste total de instalación (\$/kW en 2003)	5.500	3.800	2.200	1.300
Costes de operación y mantenimiento (c\$/kWh en 2003)	3,3	2,3	1,9	1,6

[Tabla II-8] Evolución prevista para pilas PEMFC de media potencia (200-250 kW)

Año	2005	2010	2020	2030
Potencia nominal [kW]	150	150	150	150
Eficiencia eléctrica [%]	35	36	38	38
Consumo de combustible [termias/h]	491	479	454	454
Eficiencia global [%]	72	73	75	75
Calor disponible [kW]	211	205	193	193
Relación trabajo/calor [p.u.]	0,95	0,98	1,04	1,04
Rendimiento eléctrico artificial [%]	43	44	46	46
Coste total de instalación (\$/kW en 2003)	3.800	2.700	1.700	1.100
Costes de operación y mantenimiento (c\$/kWh en 2003)	2,3	1,5	1,2	1,1

Tabla II-9| Evolución prevista para pilas MCFC de media potencia (250 kW)

Año	2005	2010	2020	2030
Potencia nominal [kW]	250	250	250	250
Eficiencia eléctrica [%]	43	45	49	49
Consumo de combustible [termias/h]	499	479	438	438
Eficiencia global [%]	65	68	72	72
Calor disponible [kW]	129	126	117	117
Relación trabajo/calor [p.u.]	1,95	1,98	2,13	2,13
Rendimiento eléctrico artificial [%]	56	59	65	65
Coste total de instalación (\$/kW en 2003)	5.000	3.400	2.100	1.500
Costes de operación y mantenimiento (c\$/kWh en 2003)	3,2	2,6	2,0	1,2

Tabla II-10| Evolución prevista para pilas MCFC de alta potencia (2000 kW)

Año	2005	2010	2020	2030
Potencia nominal [kW]	2.000	2.000	2.000	2.000
Eficiencia eléctrica [%]	46	48	50	52
Consumo de combustible [termias/h]	3.730	3.583	3.437	3.306
Eficiencia global [%]	70	72	72	75
Calor disponible [kW]	1.043	999	879	879
Relación trabajo/calor [p.u.]	1,92	2,00	2,27	2,27
Rendimiento eléctrico artificial [%]	62	64	65	69
Coste total de instalación (\$/kW en 2003)	3.250	2.400	1.600	1.200
Costes de operación y mantenimiento (c\$/kWh en 2003)	3,3	1,9	1,4	1,1

[Tabla II-11] Evolución prevista para pilas SOFC de media potencia (100-250 kW)

Año	2005	2010	2020	2030
Potencia nominal [kW]	100	100	100	100
Eficiencia eléctrica [%]	45	49	51	53
Consumo de combustible [termias/h]	202	176	169	161
Eficiencia global [%]	70	72	72	75
Calor disponible [kW]	56	47	41	41
Relación trabajo/calor [p.u.]	1,79	2,13	2,43	2,41
Rendimiento eléctrico artificial [%]	57	65	65	70
Coste total de instalación (\$/kW en 2003)	3.620	2.500	1.800	1.100
Costes de operación y mantenimiento (c\$/kWh en 2003)	2,4	1,6	1,5	1,3

2.3.2 Aplicaciones al transporte.

Introducción

En estos tiempos de preocupación por el medio ambiente, cambio climático y agotamiento de la reservas de petróleo es preciso establecer medidas sobre los sectores que más peso tienen en el consumo de combustibles fósiles.

Según el DOE de Estados Unidos en el año 2001 el transporte utilizó el 71,9% del petróleo consumido en ese país, lo cual puede ser extrapolado sin mucho error al resto de países de la OCDE; por otro lado, según la proyecciones realizadas para 2001 a 2025 por el mismo organismo el consumo de petróleo como energía primaria se mantiene prácticamente constante (pasaría del 39% en 2001 al 38% en 2025), si bien el reparto de dicho consumo en los países de la OCDE se vería polarizado hacia el sector transporte, ya que se carecería de combustibles alternativos al petróleo y sus derivados en dicho sector.

Así pues el sector transporte, en cuanto a consumidor masivo de petróleo, presenta un importantísimo peso en las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminación atmosférica. Para atajar este problema es preciso que los diferentes actores implicados (sociales, políticos, tecnológicos, estratégicos, etc.) propicien medidas tendentes a reducir el consumo de petróleo del sector transporte.

En este sentido, se han planteado medidas legislativas (reducción de emisiones en vehículos a partir de las normas EURO), medidas estratégicas (potenciación del ferrocarril y transporte naval) y medidas sociales (fomento del transporte colectivo).

Desde el punto de vista institucional las diversas administraciones se han puesto en marcha. Así, en Estados Unidos se trabaja desde el programa Freedom- CAR19, que hasta 2010 financia investigación respecto a la introducción del uso del hidrógeno en el sector transporte, principalmente a través de las pilas de combustible. Se inició en enero de 2002 con la participación de la Administración norteamericana, FORD, Daimler Chrysler y General Motors.

Posteriormente fue refrendado a través de la Iniciativa del Hidrógeno del presidente Bush, que en el discurso sobre el estado de la Unión de 28 de enero de 2003 dijo: “con un nuevo compromiso nacional, nuestros científicos e ingenieros superarán los obstáculos para llevar estos coches desde el laboratorio a la demostración de modo que el primer coche conducido por un muchacho nacido hoy podría estar accionado o id eno libe de emisiones”. Esta iniciativa fue dotada por el gobierno estadounidense con 1,2 billones de dólares.

En la Unión Europea se acometió, por una parte, el proyecto CUTE20, ampliado más tarde a Islandia a través del proyecto ECTOS21. Consiste en un programa para la construcción, puesta en uso y estudio del comportamiento de autobuses urbanos propulsados por motor eléctrico alimentado por pila de combustible. El proyecto es liderado por Mercedes Benz y se desarrolla en nueve ciudades de la UE (Ámsterdam,

Londres, Madrid, Barcelona, Oporto, Stuttgart, Luxemburgo, Hamburgo y Estocolmo) mediante la puesta en servicio de tres autobuses urbanos en cada una de ellas. La ampliación a Reykjavik a través del proyecto ECTOS con otros tres autobuses logra un total de 30 autobuses evaluados en diferentes escenarios. En el proyecto además del autobús se han evaluado las diferentes formas de obtención y suministro de hidrógeno (gas y líquido).

Además del proyecto CUTE/ECTOS la Unión Europea también acometió el proyecto CITYCELL, consistente en una apuesta realizada por IVECO-IRISBUS, la Unión Europea y diversas entidades públicas de Italia, España, Francia y Alemania en la que se desarrollan cuatro unidades de autobús eléctrico accionado por pila de combustible, prestando servicio cada una de ellas en Turín, París, Madrid y Berlín.

Así pues, parece claro que los gobiernos ya han tomado conciencia sobre la importancia del sector transporte en la contaminación, cambio climático y dependencia energética del petróleo, si bien los resultados de estas medidas llevarán su tiempo (unos veinte años). Así por ejemplo, el Alternative Fuels Contact Group (AFCG) constituido en el V Programa Marco de la Unión Europea (1998-2002) preveía como escenario optimista una presencia del hidrógeno en el transporte del 2% para el 2015 y del 5% para 2020.

Análisis del “ciclo de vida”

Los programas de investigación descritos anteriormente apuestan por la introducción del hidrógeno en el transporte, pero ¿es esto realmente efectivo? Para responder a esta pregunta es preciso llevar a cabo un análisis completo, que tenga en cuenta no sólo el vehículo en sí, sino toda la cadena desde la producción de combustible, es decir, por una parte los consumos de energía y emisiones desde el “ciclo de vida” de fabricación del combustible hasta el “ciclo de vida” de almacenamiento en el vehículo y posteriormente desde dicho “ciclo de vida” hasta las “etapas”. Este tipo de estudios, similares a los análisis

de ciclo de vida, se denominan análisis de pozo-uedas “ well to wheels”, disponiéndose de varios de ellos.

Desde el punto de vista de las emisiones de CO₂ resulta interesante el estudio derivado del grupo TES (Transport Energy Strategy) del V Programa Marco de la Unión Europea y de Daimler Chrysler del que se deduce que el hidrógeno puede reducir las emisiones de CO₂ actuando desde tres frentes:

- Si el hidrógeno es obtenido de combustibles fósiles (mediante reformado de gas natural) y empleado en pilas de combustible, se logra una primera reducción en las emisiones de CO₂ debido a la mayor eficiencia de la pila respecto al motor alternativo.
- Si el hidrógeno se obtiene de fuentes renovables y se quema en motores alternativos la reducción de emisiones es muy drástica, incluso si el hidrógeno obtenido a partir de gas natural se emplea en pilas de combustible.
- Si el hidrógeno obtenido de fuentes renovables se emplea en pilas de combustible se logra una reducción del 50% de emisiones de CO₂ respecto a las producidas quemando ese mismo hidrógeno en motores alternativos.

El análisis anterior revela que el hidrógeno y las pilas de combustible pueden ser una solución al problema del transporte, pero que resulta imprescindible controlar la fuente de obtención de hidrógeno, ya que si ésta son los combustibles fósiles las reducciones en emisiones de CO₂ son pequeñas. Por otra parte, la reducción del 50% en las emisiones empleando pilas frente a motores alternativos cuando el hidrógeno procede de fuentes renovables se debe contextualizar en una reducción de algo ya de por sí pequeño, sugiriendo que sería necesario hacer un esfuerzo mayor en la investigación para la obtención eficiente del hidrógeno a partir de fuentes renovables que en las propias pilas de combustible, aunque eso supondría tener desarrollados motores alternativos capaces de quemar hidrógeno, aspecto no exento de problemas

técnicos. Estas conclusiones para la obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables previsiblemente son válidas para fuentes no renovables que tengan bajas emisiones de CO₂, como la producción a partir de gasificación de carbón con captura de CO₂ o la producción a partir de energía nuclear.

Diferentes organismos han llevado a cabo otros estudios pozo-rueda con diferentes tecnologías de manera conjunta. Así, en 2001 vio a la luz un estudio de General Motors en Norte América, que fue revisado para Europa en 2002. Posteriormente la Comisión Europea de manera conjunta con EUCAR24, JRC25 y CONCAWE26 comenzó su propio estudio en 2004. Del estudio de General Motors en Europa (octubre de 2005, se concluyó que en cuanto a consumo energético el mejor motor de combustión interna (diesel de inyección directa) queda superado por un motor de pila de combustible que emplee hidrógeno procedente de gas natural.

Desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero resultan más apropiados los motores de combustión interna alimentados con biomasa. Del estudio se aprecia también la influencia que en el ciclo de vida presenta el proceso de obtención de hidrógeno. Así, tanto si el hidrógeno se emplea en motores como en pilas de combustible, si éste se suministra licuado tanto el consumo energético como las emisiones de gases de efecto invernadero son máximas, debido al elevado consumo que presenta el proceso de licuefacción.

Tecnologías

Las aplicaciones de pilas de combustible en automoción pasan mayoritariamente por las pilas PEMFC, que si bien presenta problemas técnicos, tales como una crítica gestión de la humedad de la membrana o problemas de vibraciones con la misma membrana, resulta muy adecuada dada su baja temperatura de operación, lo que facilita el período de arranque. Esta ventaja, sin embargo, representa un problema

debido a que este tipo de pilas exige hidrógeno de elevada pureza, ya que su baja temperatura de operación impide un reformado interno.

Entre las diferentes alternativas para suministrar hidrógeno a la pila se ha estudiado el suministro de metanol, recurriendo a un reformado a bordo. Esta opción está prácticamente desestimada hoy día por los grandes problemas técnicos que supone embarcar esta planta. En su lugar, está ganando aceptación la pila de metanol directo DMFC, es decir, una pila muy similar a la PEMFC pero capaz de establecer sus reacciones a partir de metanol. Si esta pila alcanzase su madurez tecnológica en poco tiempo facilitaría en gran medida la introducción de los vehículos con pila de combustible, ya que podrían utilizarse las infraestructuras de suministro (gasolineras) actuales.

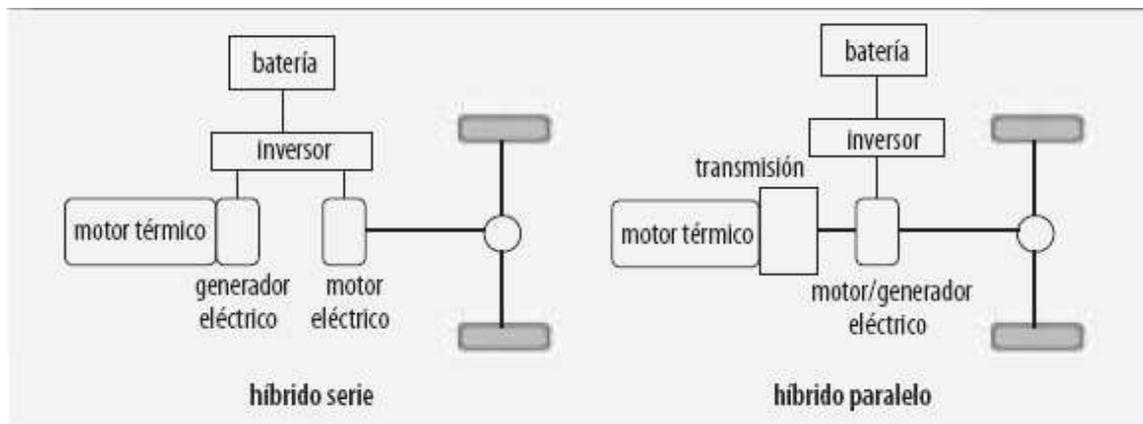
Otras formas de suministro estudiadas son el suministro de hidrógeno como gas comprimido o en forma líquida, siendo ésta última más compleja pues requiere almacenamiento y manipulación criogénica. Por otra parte, los estudios de pozo rueda ya presentados desaconsejan esta opción por el elevado consumo del proceso de licuefacción.

Desde el punto de vista de las estaciones de servicio (las llamadas hidrogeneras) también se plantea si la producción ha de ser in-situ a través de reformadores de gas natural o electrólisis, o bien de tipo centralizada y transportando el combustible en depósitos presurizados o de forma criogénica, de forma similar a como ocurre ahora con las refinerías y gasolineras.

En cuanto al tipo de potencia, la opción más simple es la llamada "full o e", consistente en que la pila alimenta a un motor eléctrico que acciona las ruedas. Sin embargo, el elevado coste de las pilas recomienda recurrir a pilas más pequeñas, las cuales requieren el empleo de una configuración híbrida, es decir, combinar el empleo de la pila de combustible con una batería que permita, por ejemplo, aprovechar frenados regenerativos. Esta idea de los vehículos híbridos parte de unos vehículos

que ya están comercializados y que presentan rendimientos bastante elevados en los que el motor térmico convencional se acopla a una batería, ya sea en configuración serie o paralelo, tal como muestra la [Tabla II-22]. Como se aprecia en la Figura, en la configuración serie la energía para el motor eléctrico procede exclusivamente de la batería, que es cargada por el motor térmico (o pila de combustible); por el contrario, en la configuración paralela la transmisión es arrastrada a la vez por el motor térmico y por el motor eléctrico.

[Figura II-22] Configuraciones serie y paralelo de vehículos híbridos



Proyectos significativos

En la actualidad existen vehículos híbridos comerciales arrastrados por motor térmico, pero no por pila de combustible. Lo que sí hay son muchos proyectos de demostración, que aunque lejos de la comercialización pretenden identificar los problemas técnicos en el uso cotidiano de esta tecnología. En este sentido, aunque la mayoría de las empresas de automóviles cuentan con su prototipo de pila de combustible los programas de investigación internacionales se centran en el transporte colectivo urbano, pues sus características de flota permiten mitigar algunos de los problemas, especialmente el del suministro de hidrógeno.

Como ya se mencionó previamente, en Europa se analiza la aplicación de la pila de combustible en autobuses urbanos desde el proyecto CUTE/ECTOS y desde el proyecto CITYCELL.

En el proyecto CITYCELL el vehículo empleado en Madrid recurre al concepto de tracción híbrida serie, lo que le permite emplear una pila de potencia nominal la tercera parte de la necesaria. Así, se emplea una pila de 62 kW, aprovechándose el frenado regenerativo para recargar las baterías. El combustible es hidrógeno comprimido ubicado en la parte superior de autobús; la pila, los intercambiadores de calor y la electrónica de potencia se alojan en la parte posterior y las baterías en la parte inferior, contribuyendo a controlar la posición del centro de gravedad.

En el proyecto CUTE/ECTOS se emplea en el autobús destinado a Madrid una pila de 250 kW, almacenándose el hidrógeno como gas comprimido en la parte superior, superando los 200 km de autonomía. En la parte superior también se alojan los intercambiadores y la pila, estando en la parte posterior el motor eléctrico, la transmisión y los elementos auxiliares. Un aspecto importante del proyecto CUTE/ECTOS es que también evalúa la forma de suministrar hidrógeno. Así, Luxemburgo, Madrid y Londres recurren a la producción centralizada transportando en camiones a la estación de servicio el hidrógeno (como gas comprimido en Luxemburgo y Madrid y como líquido en Londres); el resto de ciudades 28 emplean la producción "in-situ", a sea a través de electrolisis con electrolitos alcalinos, solar o hidráulica) o de reformado con vapor de gas natural.

Si bien los proyectos descritos anteriormente han sido muy ambiciosos, involucrando a varios países, también ha habido otros durante la década de los 90 en diversas partes del mundo, algunos de los cuales se citan a continuación:

➤ Canadá y Estados Unidos:

- ✓ Ballard, junto con CANMET, desarrolló en 1993 y 1995 autobuses hasta de 13 metros con pilas PEMFC de tipo “full - o e” 120 a 260 empleando hidrógeno comprimido.
- ✓ H Power Corp. junto con el DOE aplicó una pila PAFC de 50 kW junto con baterías a un autobús de 8 metros. Se reformaba a bordo metanol.
- ✓ Energy Partners junto con SC AQMD aplicaron una pila PEMFC junto con baterías para un turismo monoplaza que consumía hidrógeno comprimido.

➤ Europa:

- ✓ Ansaldo y la Comisión Europea emplearon una pila PEMFC con baterías para un autobús de 12 m que empleaba hidrógeno líquido.
- ✓ Elenco aplicó una pila AFC y baterías a un autobús de 18 metros que consumía hidrógeno líquido.
- ✓ KfK aplicó una pila AFC con baterías a una furgoneta que consumía hidrógeno líquido.

En el terreno de los vehículos de turismo resulta muy conocido el proyecto NECAR, en el que Daimler Chrysler lleva trabajando desde 1994 para obtener un turismo propulsado por pila de combustible. Así, comenzó con el NECAR I motorizando una furgoneta donde casi todo el volumen era ocupado por la planta motriz, de 50 kW. Empleaba como combustible hidrógeno comprimido a 300 bar, logrando una autonomía de 130 km con una velocidad punta de 90 km/h. Los sucesivos avances permitieron llegar al NECAR 4, implantado sobre un Clase A con pila de 70 kW, hidrógeno comprimido a 350 bar, con más de 200 km de autonomía y velocidad punta de 145 km/h, alojándose toda la planta motriz en los bajos del vehículo.

A partir de los estudios anteriores y de otros, la Plataforma Tecnológica Europea en hidrógeno y pilas de combustible²⁹ espera que para 2020 las ventas anuales de vehículos con pila de combustible se sitúe entre 400.000 y 1.800.000 unidades, con un coste de la pila inferior a 100 € en Japón se espera alcanzarlos 5 millones de vehículos y en Estados Unidos los 100.000.

Otras alternativas

Los estudios precedentes enseñan que la tecnología de pilas de combustible aún no está madura para el sector de la automoción, aunque lo que se podrían llamar “tecnologías de transición” sí lo están. Emiten buenos resultados de reducción de consumo y emisiones. Tal es el caso de los vehículos híbridos (motor térmico-batería) o incluso eléctricos, tal como se pone de manifiesto en un reciente artículo. Este estudio, que considera el coste del vehículo³⁰, la autonomía, el coste del combustible, la emisión de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos, puede resumirse en la [Tabla II-12], en la que se establece una clasificación relativa de los diferentes vehículos según el escenario de producción de energía eléctrica. El estudio está basado en vehículos comerciales: Toyota Corolla (convencional, gasolina); Toyota Prius (híbrido); RAV 4EV (eléctrico) y Honda FCX (pila de combustible). El escenario I se refiere a la producción de energía eléctrica

exclusivamente con renovables y/o nuclear; el II a 50% de renovables/nuclear y 50% con gas natural con 40% de rendimiento; el III asume que toda la electricidad se produce a partir de gas natural con el 40% de rendimiento. En cuanto al hidrógeno se supone obtenido a partir de gas natural y consumido por el vehículo a 350 bar.

En la [Tabla II-12] se aprecia que si la producción eléctrica no produce gases de efecto invernadero (escenario I) la mejor opción es la eléctrica, seguida de la híbrida; si el escenario es intermedio (II) la mejor opción es la híbrida, presentando la eléctrica y la convencional una calificación comparable; esta solución se repite si toda la generación eléctrica procede del gas natural, salvo que la opción eléctrica resulta desaconsejable. En todos los casos la opción con pila de combustible resulta la peor.

Este estudio no hace sino llamar la atención sobre lo que se podría denominar el “esimismo” del hidrógeno, en el sentido de que podría ser una buena solución energética en el futuro, pero que para ello aún es preciso investigar mucho, pues al no ser una fuente energética, sino un vector, es fundamental tener en cuenta el proceso de obtención.

En ese sentido, es muy importante también considerar todas las fases de la cadena energética, tal como hacen los estudios pozo-rueda, pues de lo contrario la fascinación por el elevado rendimiento de la pila de combustible (tanque-rueda) puede ocultar la realidad de la primera parte del proceso (pozo-tanque). Sin embargo, no cabe duda de que la investigación en estas áreas es importante, y que puede contribuir a dar la vuelta a estos números si, por ejemplo, se considera la producción de hidrógeno a partir de energía nuclear o de carbón con captura de CO₂.

[Tabla II-12] Clasificación de diferentes vehículos según el escenario de producción de energía eléctrica.

Escenario producción eléctrica	Tipo de vehículo	Indicador
I	Convencional	0,0651
	Híbrido	0,370
	Eléctrico	1
	Pila de combustible	0,0336
II	Convencional	0,176
	Híbrido	1
	Eléctrico	0,252
	Pila de combustible	0,0832
III	Convencional	0,197
	Híbrido	1
	Eléctrico	0,0903
	Pila de combustible	0,0728

2.3.3 Aplicaciones Portátiles.

Las aplicaciones portátiles son de las más prometedoras para la aplicación de la pila de combustible, especialmente las de baja temperatura. Se prevé que sean de los mercados en las que la penetración se logre primero, debido a las ventajas de este sistema (elevadas densidades de potencia y peso reducido) que favorecen mayores autonomías que los actuales sistemas basados en baterías. Por otra parte, el gran volumen del mercado (PCs portátiles, teléfonos móviles, pequeños electrodomésticos, juguetes) facilita la reducción de precios.

En cuanto al sistema de suministro de combustible, éste puede ser en base a pequeños cartuchos de hidrógeno o a través de metanol líquido, de forma similar a como se cargan algunos mecheros.

La visión de la Plataforma Tecnológica en Hidrógeno y Pilas de la UE se resume en la [Tabla II-13], donde las aplicaciones portátiles aparecen como las de más rápida penetración.

[Tabla II-13] Previsiones de la UE para 2020 sobre la implantación de las pilas de combustible en Europa

	Aplicaciones portátiles (para dispositivos electrónicos portátiles)	Generadores portátiles y pequeños mercados	Aplicaciones estacionarias (cogeneración CHP) por carretera	Aplicaciones de transporte
Unidades vendidas por año (proyección a 2020)	~ 250 millones	~ 100.000 (~ 1 GWe)	0,1 a 0,2 millones (2-4 GWe)	0,4 a 1,8 millones
Ventas acumuladas (proyección hasta 2020)	---	~ 600.000 (~ 6 GWe)	400.000 a 800.000 (8 a 16 GWe)	---
Situación del mercado en 2020	Establecido	Establecido	En crecimiento	En el umbral mercado en masa
Potencia media	15 W	10 kW	3 kW (micro CHP) 350 kW (CHP industrial)	
Coste	1-2 €/W	500 €/kW	2.000 €/kW (micro CHP) 1.000 a 1.500 €/kW (CHP industrial)	<100 €/kW (para 150.000 uds/año)

CAPITULO 3: COMBUSTION DIRECTA DE HIDROGENO.

3.1 Introducción.

El aprovechamiento del hidrógeno mediante pilas de combustible no es el único posible. Puesto que se trata de un combustible, otra alternativa es la transformación indirecta a través de su combustión, de modo que el calor producido sea aprovechado por un ciclo termodinámico para producir energía mecánica y posteriormente eléctrica mediante un alternador.

Si bien desde 1990 se dispone de prototipos de motores alternativos de combustión interna que queman hidrógeno, este uso directo, tanto en motores alternativos de combustión interna como en turbinas de gas, no está exento de dificultades, las cuales tiene que ver con las emisiones. En efecto, si bien es cierto que la combustión de hidrógeno sólo produce vapor de agua, esto sólo es verdad si el comburente es oxígeno puro. Por el contrario, si como comburente se emplea aire atmosférico la presencia de nitrógeno crea problemas, pues a elevada temperatura se pueden formar NOx. Este problema, de sobra conocido en los motores alternativos, se ve incrementado en la combustión del hidrógeno debido a que la temperatura de combustión adiabática aumenta, lo que favorece la aparición de los NOx. Así pues, es preciso controlar la temperatura de la combustión, y sobre todo la permanencia de los humos a alta temperatura. Esto puede hacerse, como en los motores diesel, mediante refrigeración e incluso re-circulando los gases de escape y aprovechando el calor de vaporización del agua para refrigerar la mezcla.

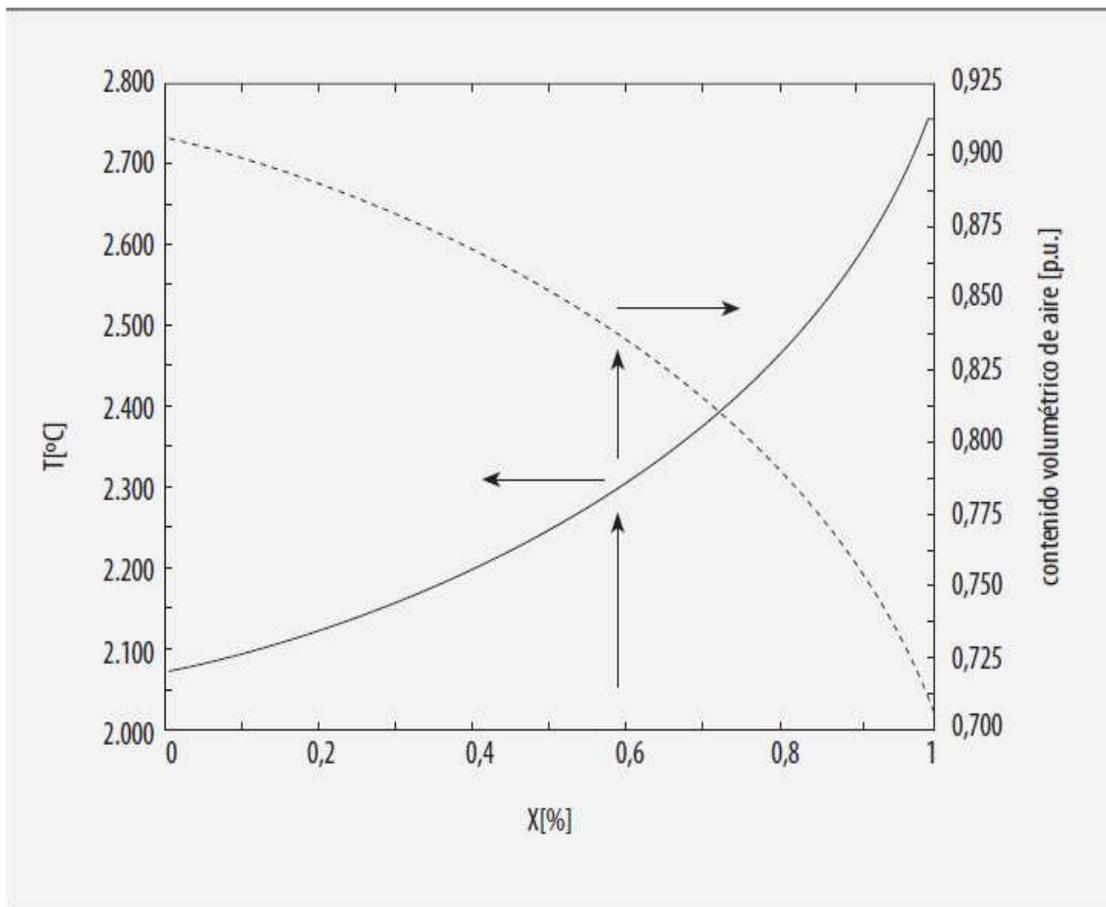
Para ilustrar esto en la [Figura III-1] se presenta la temperatura de combustión adiabática de la combustión estequiométrica de una mezcla de CH₄ (similar al gas natural) e hidrógeno. A efectos de comparación, la [Figura III-2] presenta el mismo resultado pero con una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno.

Aunque las temperaturas calculadas en ambas gráficas son ideales, pues no consideran reacciones de disociación que se dan a altas temperaturas y que al ser fuertemente endotérmicas reducen la temperatura, sí dan una idea de las tendencias comentadas, apreciándose un incremento en la temperatura de combustión de hasta 683 K en el caso del CH₄ y de 1.258 K en el caso del CO. Otro aspecto significativo es el otro parámetro representado en las Figuras, que no es sino la concentración volumétrica de aire en los reactivos.

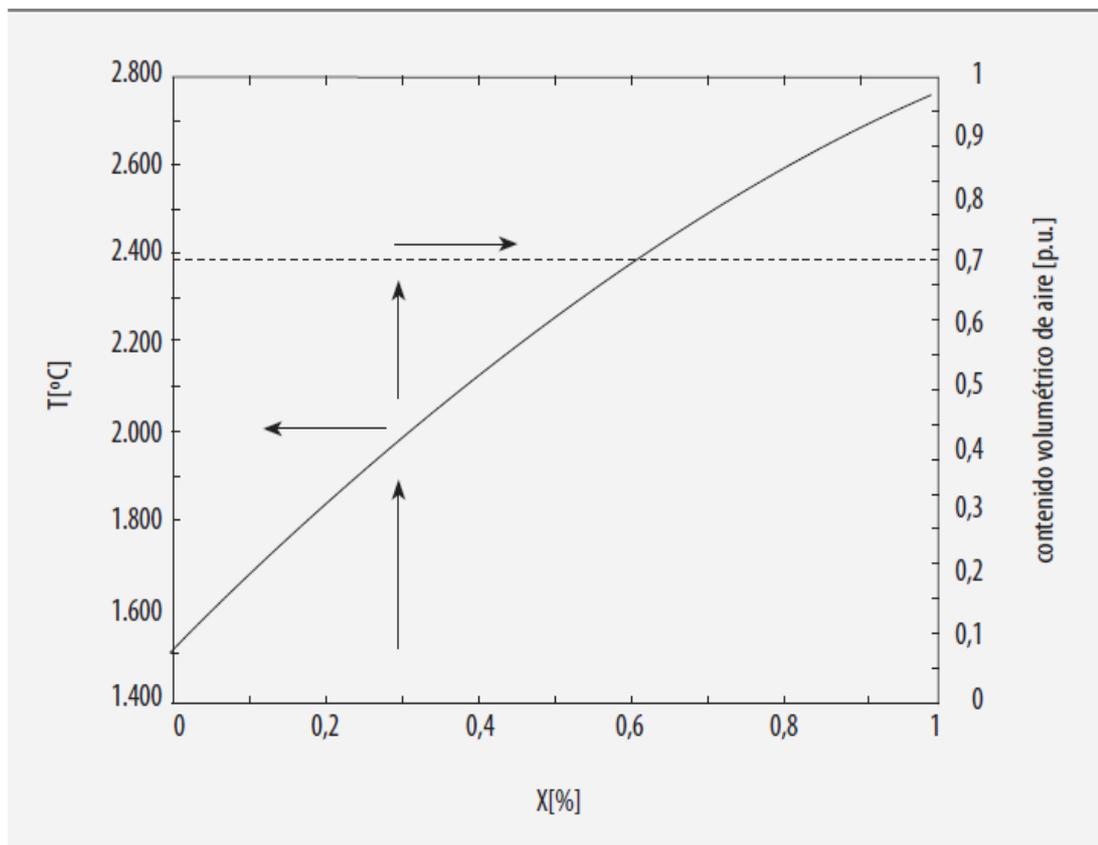
La baja densidad del hidrógeno produce un efecto de “desplazamiento” del aire, provocando una reducción del volumen ocupado por éste, reduciendo su concentración del 90 al 70% cuando el hidrógeno se mezcla con metano.

Este hecho resulta mucho más exagerado cuando se plantea la sustitución de un combustible líquido, como la gasolina. Este comportamiento resulta especialmente importante en los motores alternativos, que debido a que son máquinas volumétricas, llega a perder porcentajes importantes de potencia al reemplazar la gasolina por el hidrógeno (hasta el 40%).

[Figura III-1] Temperatura de combustión adiabática y contenido volumétrico del aire en los reactivos de una mezcla de CH₄ y H₂ en función de la concentración volumétrica de H₂



[Figura III-2] Temperatura de combustión adiabática y contenido volumétrico del aire en los reactivos de una mezcla de CO y H₂ en función de la concentración volumétrica de H₂



3.2 Combustión de hidrogeno en motores alternativos.

Basado en los trabajos del Musashi Institute of Technology (Japón) y que está focalizado en motores alternativos, no abordando por tanto las peculiaridades de las turbinas de gas, el otro gran campo de la combustión directa.

El hidrógeno posee tres características que determinan su comportamiento en un motor alternativo:

Los límites de inflamabilidad son tan amplios que casi cualquier proporción de aire/combustible produce una buena combustión. La elevada temperatura de auto-ignición impide el empleo de motores diesel, debiendo recurrir a los motores de encendido provocado.

La elevada velocidad de la llama puede ser un inconveniente en los sistemas con baja presión de inyección debido a los problemas de detonación; por el contrario puede ser una ventaja en los sistemas de elevada presión de inyección.

En la combustión de hidrógeno en motores alternativos existen dos aproximaciones: la formación externa de la mezcla y la formación interna.

En la formación externa de la mezcla ésta se realiza fuera del cilindro, realizándose por tanto a presión similar a la ambiente. Debido a esta baja presión se produce el efecto antes mencionado del desplazamiento del aire por el gran volumen ocupado por el hidrógeno, lo que provoca pérdidas de potencia respecto a la operación con gasolina de entre el 15 y el 40%. Los procesos son similares a cuando se emplea gasolina, siendo la relación de compresión del orden de 10. En cuanto a la respuesta, cuando se opera a carga parcial el comportamiento es suave, con un rendimiento elevado y sin excesiva presencia de NOx en los humos. Por el contrario, a plena carga ocurren problemas de detonación y se incrementa el contenido de NOx en los humos. La potencia cae respecto al motor de gasolina debido no sólo al desplazamiento del aire sino al empeoramiento de la combustión. Para arreglar estos problemas se recurre bien al empleo de recirculación de aire por el cilindro para reducir su temperatura o bien empleando hidrógeno comprimido de baja temperatura o incluso licuado para operar también a bajas temperaturas y retrasar así los problemas de detonación.

La formación interna de la mezcla aparentemente puede resolver los problemas del sistema de formación externa. En la formación interna la mezcla de hidrógeno y aire se realiza en el cilindro con las válvulas cerradas, a aproximadamente 100 bar.

Esto presenta también serios problemas, tales como la necesidad de emplear hidrógeno licuado (si fuese comprimido por debajo de 100 bar no sería aprovechable), lo que obliga a hacer trabajar a los inyectores en condiciones criogénicas.

Esto provoca que no existan prototipos que implanten esta tecnología. Como alternativa se plantea la formación interna de la mezcla a presión intermedia, es decir, durante la carrera de compresión pero antes de que se alcancen en el cilindro 10 bar. En esas condiciones los inyectores no están tan castigados, se puede recurrir a elevadas relaciones de compresión y con sobrealimentación la potencia se puede maximizar, pudiendo llegarse a obtener un 120% de la potencia lograda con gasolina. Desafortunadamente este esquema de moderada presión es más sensible que el de alta a los problemas de detonación, lo que llega a anular el incremento de potencia anterior.

3.3 Combustión de hidrogeno en turbinas de gas.

Si bien la elevada temperatura de combustión del hidrógeno puede provocar problemas de emisiones de NO_x, no es menos cierto que su amplio rango de inflamabilidad contribuye a estabilizar la llama, permitiendo el uso de mezclas ultra pobres premezcladas. En el Sandia National Laboratory de California [0] sostienen que las mezclas de hidrógeno con hidrocarburos mejoran la estabilidad de la combustión durante la combustión con mezclas pobres, permitiendo reducir las emisiones de NO_x.

El empleo de estas mezclas de hidrógeno con hidrocarburos y otros gases de bajo poder calorífico surge de manera natural en las centrales de gasificación de carbón integrada en ciclo combinado (GICC). El gas de síntesis producido a partir de la gasificación del carbón básicamente es una mezcla de monóxido de carbono, hidrógeno y otros, donde la cantidad de hidrógeno no excede del 30% en volumen.

Así por ejemplo, en la central de ELCOGAS (Puertollano, España) se logran unas emisiones mucho más bajas que con otras tecnologías fósiles, tal como ilustra la [Tabla III-1].

[Tabla III-1] Comparación de las emisiones de un GICC (ELCOGAS en Puertollano) en modo gas de carbón comparado con otras tecnologías fósiles.

	SO ₂ [g/kWh]	NOx [g/kWh]	Partículas [g/kWh]
Carbón polvo (sin tratamiento de gases)	25,3	4,5	42,9
Carbón polvo (con tratamiento de gases)	21,5	21,3	0,34
Lecho fluidizado atmosférico	1,4	0,8	0,1
GICC (ELCOGAS)	0,066	0,397	0,02

Otro aspecto importante de las centrales GICC, como ya se comentó en los procedimientos de obtención de hidrógeno, es que si se les dota de captura de CO₂ constituyen una vía limpia de producción de hidrógeno, que puede ser alternada con la producción eléctrica.

De lo anterior se deduce que, hoy por hoy, el empleo de hidrógeno en turbinas de gas pasa por su uso en mezclas de gases, cuya principal ventaja es la reducción de emisiones al permitir el empleo de mezclas pobres. El empleo exclusivo de hidrógeno como combustible no parece, con la tecnología actual, un camino viable.

3.4 Proyectos significativos.

En las turbinas de gas ya se ha comentado que los proyectos significativos a nivel de demostración son los de plantas GICC, teniendo en España el ejemplo de ELCOGAS en Puertollano.

A nivel de investigación más básica en los efectos del hidrógeno en las mezclas se pueden consultar los trabajos del Combustión Research Facility³¹ de los Sandia National Laboratories.

En cuanto a los motores alternativos, entre los proyectos más importantes se pueden citar:

➤ Europa:

- ✓ BMW en 1990 empleó hidrógeno licuado en un motor de gasolina de 6 cilindros montado sobre un coche. Se obtuvo un 30% menos de potencia, apareciendo emisiones de NO_x.
- ✓ Daimler-Benz en 1995 empleó hidrógeno comprimido en un motor diesel modificado para un autobús, logrando una curva de potencia similar al del motor diesel aunque con un par menor a bajas revoluciones.
- ✓ MAN en 1996 empleó hidrógeno licuado en un motor de gas natural para un autobús.
- ✓ VCST-Hydrogen Systems, de Bélgica, empleó en 1993 hidrógeno licuado en un motor diesel modificado.
- ✓ ENEA, de Italia, empleó hidrógeno comprimido en un motor de gasolina para un microbús.

➤ Estados Unidos:

- ✓ Hydrogen Consultants empleó hidrógeno comprimido en un motor de gasolina para una furgoneta en 1995, obteniendo una pérdida de potencia respecto al motor original.

➤ Japón:

- ✓ Musashi Inst. of Technology de Tokio empleó hidrógeno licuado en un motor diesel modificado para un monoplaza en 1990 y posteriormente en 1994.

CAPITULO 4: CARACTERISTICAS, PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL VEHICULO ESCALA.

Cada vez más compañías de vehículos han estado desarrollando la tecnología del uso de celdas de combustible y así contribuir en lo que todos en algún momento vamos a requerir, la cero emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

Muchas compañías automotrices se están aliando con fábricas de celdas de combustible para encontrar la perfecta combinación en relación con el rendimiento que desea el usuario y la tecnología para evitar el uso de combustibles fósiles.

Tomando en cuenta estas ideas revolucionarias queremos presentar en este capítulo, un ejemplo del uso de la tecnología del hidrógeno y de las celdas de combustible a través de este modelo de vehículo a escala.

Queremos no solo dar a conocer que esta tecnología existe y es aplicada, sino que también queremos dar una iniciativa al estudio y al desarrollo local de estas innovaciones.

A continuación presentamos las partes y características básicas del modelo que presentamos en este proyecto:

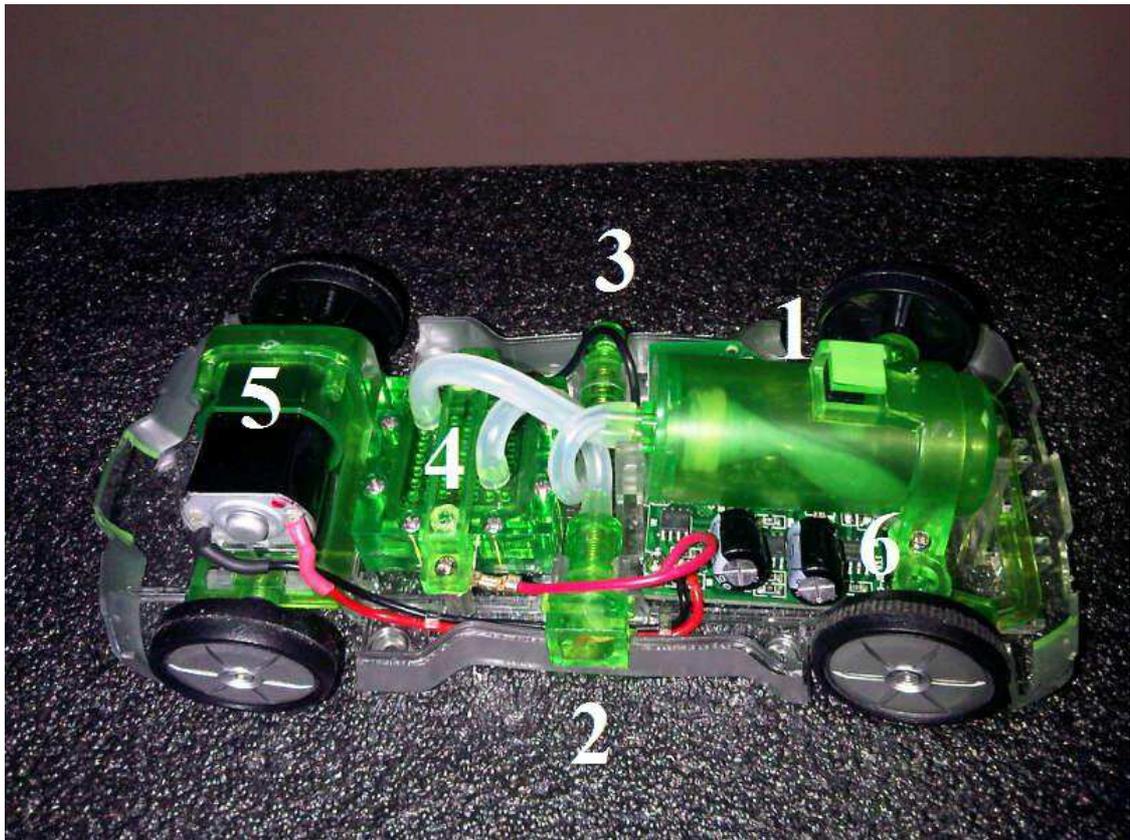


Figura: Vehículo a Escala

1. Reservorio de Hidrogeno (globo)
2. Válvula de entrada (IN) de Hidrogeno.
3. Válvula de Salida (OUT) de desechos, vapor de agua.
4. Pila de combustible tipo PEM.
5. Motor (0.3 W)
6. Circuito de accionamiento remoto.

- Partes constitutivas:

Pila de combustible tipo PEM

Al aplicar una carga y la conexión de un suministro de hidrógeno a este dispositivo, se genera la electricidad. Esta pila de combustible reacciona con el oxígeno se suministrado directamente desde el medioambiente.

1. Convierte H₂ y el oxígeno del medioambiente en electricidad y agua
2. Dimensiones: 32mm x 32mm x10mm
3. Peso: 27,3 gramos
4. Tensión de salida: 0,6 V (CC)
5. Salida de corriente: 0.45A
6. Potencia de salida: 270mW

Motor

- Peso : 49,7 gramos
- Potencia: 0,3 W

Chasis y ensamble total:

- Peso: 0.97 libras

- Partes constitutivas del generador de hidrogeno:



Electrolizador

Estos dispositivos producen hidrógeno y el oxígeno a partir de agua pura y una fuente de alimentación energética externa. Para generar el hidrógeno, que pueden utilizar una variedad de fuentes de energía incluidas las pequeñas células solares, turbinas de viento, manivelas mecánicas de mano, o las baterías.

- Dimensiones: 54mm x 54mm x 17mm
- Peso: 67,7 gramos
- Tensión de entrada: 1.7V ~ 3V (DC)
- Corriente de entrada: = 0.12 A
- Tasa de producción de hidrógeno: 7ml/min
- El oxígeno tasa de producción: 3.5ml/min

Operación y funcionamiento.

Una vez ensamblada todas las partes del vehículo cuidadosamente preparamos el electrolizador previamente llenándolo con unos 0.10 litros de agua preferentemente que esta sea destilada ya que las partículas de impurezas pueden quedar en las paredes del electrolizador afectando su rendimiento en operaciones posteriores.

Dejando reposar el agua al menos 5 minutos para que el electrolizador tenga contacto con el agua antes de efectuar la reacción.

Mientras el agua está en reposo en el electrolizador, extraemos todo el oxígeno que está en el reservorio de hidrógeno (globo) del vehículo con una jeringuilla para evitar que este ocupe espacio necesario para el hidrógeno.

El electrolizador cuenta con un panel solar de 0.75W que permite obtener la suficiente energía para realizar la operación, haciendo de esta 100% limpia. Además cuenta con un compartimiento para el caso de que no exista la posibilidad de contar con energía solar.



Cuando se realiza la electrolización con el panel solar este proceso dura al menos 10 minutos para obtener la producción completa de hidrógeno y oxígeno, si se realiza con baterías este proceso toma solo un par de minutos.

Una vez que hemos puesto en marcha el electrolizador y previamente conectado con el auto en modo off (apagado) veremos que el almacenador de hidrogeno (globo) se infla alcanzando su máxima capacidad cuando este roce las paredes de protector.

Una vez lleno el globo podemos poner en marcha nuestro vehículo a escala.

El tiempo de marcha de este es proporcional a la cantidad de hidrogeno que exista en el globo.

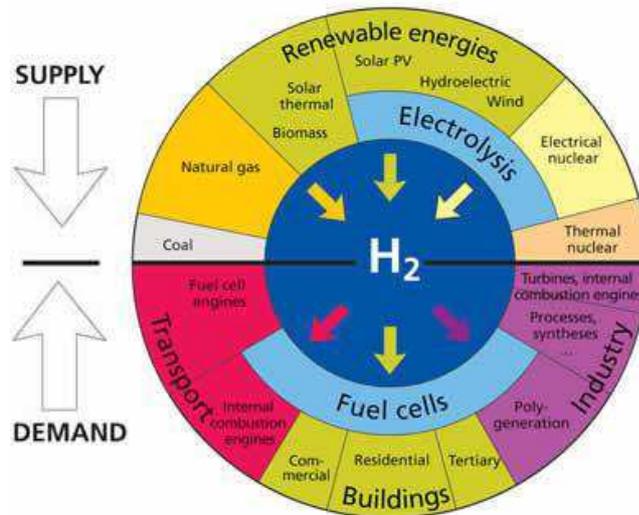
Para finalizar debemos poner el auto en modo "standby" o "apagado" esto es para evitar que en el globo quede hidrogeno y pueda sobrecalentar al electrolizador, ya que este proceso como hemos visto emite desperdicio de calor.

Realizando los cálculos respectivos, con este tipo de pila de combustible, en un nivel a gran escala para un uso convencional tenemos que por cada 1Hp de potencia requerida necesitamos aproximadamente 1 pila de combustible de 746W, 625 litros de H₂ que nos rendirá a toda su potencia un tiempo de 60 minutos.



CAPITULO 5: ECONOMIA DEL HIDROGENO.

Una de las propuestas que más auge está tomando en los últimos años, y que en la actualidad se encuentra en plena expansión, como se comentará en el punto siguiente, es la llamada “economía del hidrógeno”. Este término, empujado por General Motors en 1970, supone modificar totalmente el modelo energético actual basado en combustibles fósiles, reemplazando éstos por el hidrógeno. Esta visión se basa en que el hidrógeno pueda producirse a partir de recursos autóctonos, de forma económica y respetuosa con el medio ambiente, logrando además que las tecnologías de uso final del hidrógeno alcancen una penetración en el mercado importante. Si esto se logra, la economía del hidrógeno proporcionará una mayor seguridad en el suministro y una mayor calidad ambiental.



Algunos sugieren que la aparición de la economía del hidrógeno es un proceso al que se le ha ido dando forma de forma natural como consecuencia de la “descarbonización” que se ha ido experimentando las diversas fuentes energéticas a lo largo de la Historia. Así, en la madera, primer combustible empleado por el hombre, se encuentran 10 átomos de carbono por cada átomo de hidrógeno; en el carbón (Revolución Industrial) se tiene una media de 1,5 átomos de carbono por cada átomo de hidrógeno; en el petróleo (siglo XX) hay 0,5 átomos de carbono por cada uno de hidrógeno y en el gas

natural 0,25. Siguiendo esta tendencia parece claro que el hidrógeno ha de aparecer, al estar libre de carbono, siendo además, según esta teoría, el fin de esta cadena, la “eficiencia”. Paralelamente el proceso de descarbonización ha llevado consigo una reducción de emisiones de CO₂ una muestra “línea” del combustible (pasando de sólidos a líquidos y acabando en gases).

Las aplicaciones significativas del hidrógeno datan de los años 20 y 30 del siglo pasado en aviación; posteriormente entre 1930 y 1940 se empleó en Alemania e Inglaterra como combustible en automóviles, camiones, locomotoras.

En la actualidad la producción de hidrógeno representa aproximadamente el 10% de la producción de petróleo de 1999, siendo sus usos fundamentalmente industriales (industria química y refrigeración de grandes alternadores).

Durante 1990 se retomó el interés del hidrógeno en el transporte, tanto en motores de combustión interna como mediante pilas de combustible, como ya se ha comentado en capítulos anteriores. A partir de 1999 Islandia apuesta firmemente por tener una economía del hidrógeno en 20 años, eliminando los combustibles fósiles. Su plan es comenzar por el transporte para pasar luego a la producción eléctrica y de calor, hasta llegar a exportar hidrógeno a la UE. Hawai tiene planteados objetivos similares, pretendiendo exportar sus excedentes a California. Es importante señalar que en ambos casos se trata de islas dotadas de grandes recursos geotérmicos, es decir, disponen de un recurso renovable que a través del hidrógeno podría ser almacenado y empleado en el transporte.



La tendencia general es asociar la implantación de la economía del hidrógeno al auge de la generación distribuida, que no es sino el conjunto de pequeñas plantas generadoras de electricidad situadas cerca del usuario final, o en su mismo emplazamiento, y que pueden bien estar integradas en una red o bien funcionar de forma autónoma. Las tecnologías para implantar este nuevo paradigma de generación eléctrica son diversas, pero se concentran principalmente en los motores alternativos (gas natural o fuelóleo), microturbinas de gas y pilas de combustible (donde entraría el hidrógeno).

Las ventajas de la generación distribuida son:

- ✓ Incrementa la seguridad en el suministro al acercar al usuario la producción, que puede ser incluso controlada por él.
- ✓ Protege al medio ambiente, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al mejor aprovechamiento de la energía primaria, en la medida en que suele ir acompañada por cogeneración, logrando así unas elevadas eficiencias.
- ✓ Permite a los particulares aprovecharse mejor del sistema tarifario en la medida en que puedan recurrir a su producción eléctrica o a la de la red.
- ✓ Reduce la inversión en infraestructuras de transporte de energía eléctrica.

Muchos ideólogos de la economía del hidrógeno llegan a establecer analogías entre la evolución de Internet y la de la generación distribuida. Así, al igual que hay una web virtual, se crearía una en la que todos los pequeños productores (mediante pila de combustible) se interconectarían, compartiendo así los excedentes de energía, al igual que se intercambia información en la web. En esta situación de aplicación masiva de la generación distribuida las compañías eléctricas asumirían un nuevo papel, el de coordinadores y gestores de los recursos, ayudando a los productores a poner en el mercado sus excedentes.

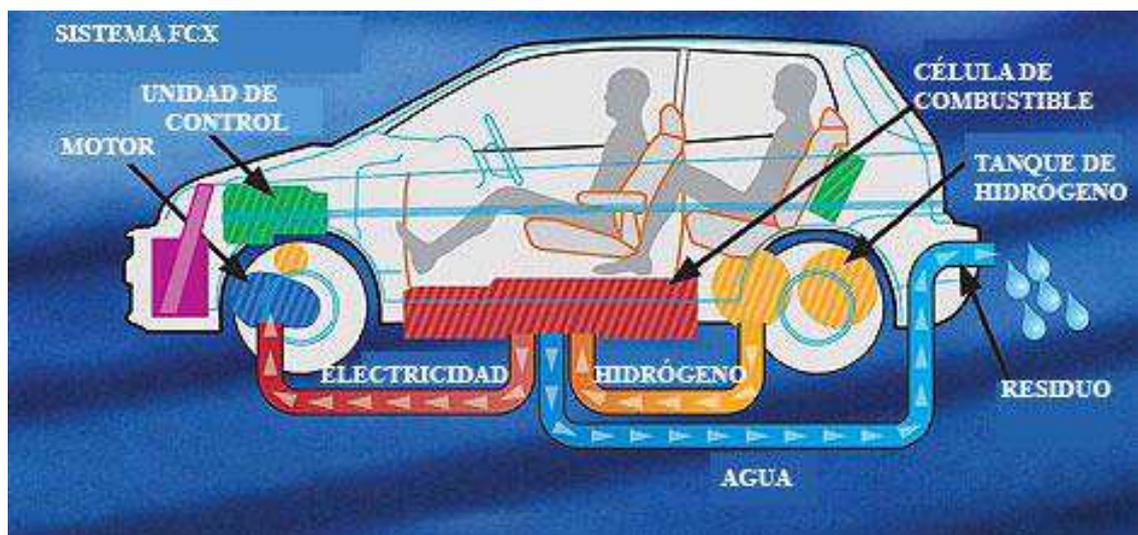
Otra visión futurista de la economía del hidrógeno está en el sector transporte. Así, cuando los coches lleven pila de combustible, podrán conectarse a la red eléctrica cuando estén aparcados para verter a ella la electricidad producida, logrando así un doble uso del medio de transporte.

Apoyos gubernamentales

Al margen de que las visiones expuestas sobre la economía del hidrógeno puedan sonar demasiado optimistas o ingenuas, no cabe duda que el hidrógeno es un factor clave a tener en cuenta en la política energética a corto y medio plazo. En este sentido, y desde finales del siglo pasado, existe un fuerte apoyo gubernamental a ambos lados del Atlántico para fomentar o acercar esa economía del hidrógeno.

La Unión Europea a través del V Programa Marco (1998-2002) comienza a crear grupos de trabajo en torno al hidrógeno:

- AFCG. Alternative Fuels Contact Group.
- HyNet. Red temática europea sobre la energía del hidrógeno.
- EIHP. European Integrated Hydrogen Project.
- HLG. High Level Group (for H₂ and Fuel Cells).
- TES. Transport Energy Strategy.
- FUERO. Fuel Systems and Components General Reserach for Vehicle Applications.



Entre otros trabajos el AFCG propone un escenario de combustibles alternativos en el que el hidrógeno en automoción se emplearía en un 2% en 2015 y en un 5% en 2020.

Pese a este empuje europeo, es desde 2002 cuando Estados Unidos se une a estas iniciativas cuando los apoyos institucionales comienzan a hacerse más patentes y el hidrógeno comienza a “overtake” a ser definido como una energía limpia que será la solución al problema energético. Así, en 2002 se inicia el programa Freedom-CAR como un consorcio entre el Departamento de Energía (DOE) y las principales empresas del sector para lanzar los coches de hidrógeno. Un año más tarde, en 2003, el programa se ve refrendado y ampliado a través de la Iniciativa Presidencial para el Hidrógeno, en la que se lanza además el proyecto FUTURE GEN, destinado a producir hidrógeno a partir de la gasificación de carbón integrada en ciclo combinado con captura de CO₂. Aunque estos son los hitos más significativos Estados Unidos llevaba desde mayo de 2001 trabajando y realizando estudios de política energética contemplando el hidrógeno.

Como consecuencia de este despegue desde Estados Unidos la Unión Europea reacciona intensificando sus esfuerzos creando una estructura similar a la norteamericana.

Así, en octubre de 2002 crea el HLG, que emite un informe en abril de 2003, a partir del que arranca el programa europeo, que desemboca en 2004 en la creación de la Plataforma Tecnológica Europea en Hidrógeno y Pilas de Combustible. Surgen como grandes proyectos HYPOGEN, destinado a crear una gran instalación de generación de hidrógeno y electricidad a partir de combustibles fósiles con captura y secuestro de CO₂, e HYCOM, dedicado al establecimiento de un número limitado de “comunidades de hidrógeno” que empleen esta tecnología, electricidad como combustible para vehículos.

La visión de la Plataforma Tecnológica de la UE sobre el mercado de pilas de combustible para 2020 se resume en:

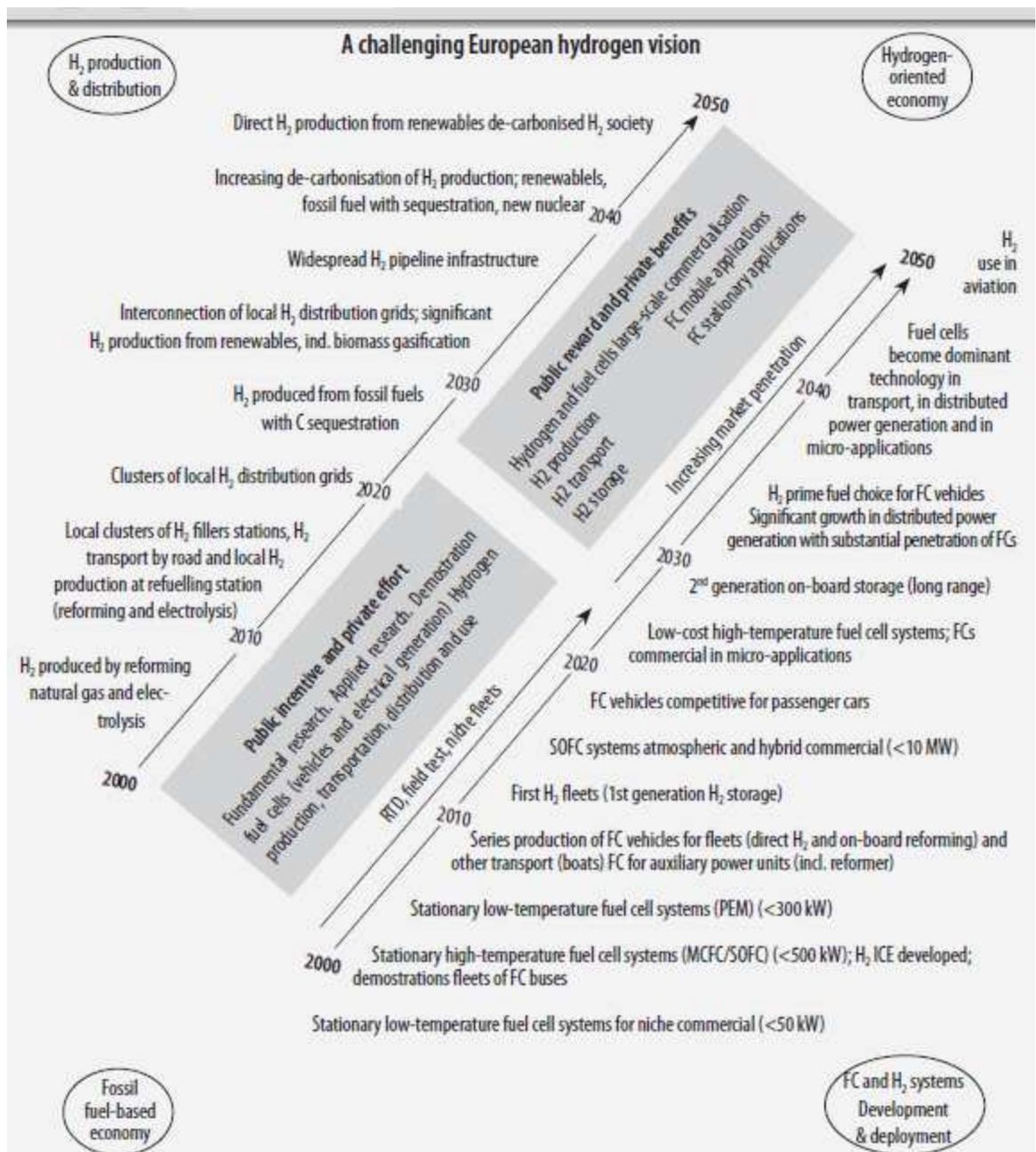
- Pilas de combustible portátiles. 250 millones de unidades vendidas por año, con un mercado establecido. La potencia de la pila sería de 15 W, con un coste de 1 a 2 €.
- Pilas para generadores portátiles. 100.000 unidades vendidas por año, con un mercado establecido, potencias de 10 kW, costes de 500 €.
- Pilas de combustible estacionarias (para cogeneración). 100.000 a 200.000 unidades vendidas por año, con un mercado en crecimiento. Potencias que oscilan entre 300 kW a 350 kW, con costes de 2.000 € a las unidades y de 1.200 € a las máquinas.
- Pilas para transporte por carretera. De 400.000 a 1.800.000 unidades vendidas por año, estando a punto de ser un mercado en masa, con costes inferiores a 100 €.
- Para ese mismo año en Japón se prevén 5 millones de vehículos con pila de combustible y 10.000 MW eléctricos instalados, y en Estados Unidos 100.000 vehículos y 500 MW eléctricos instalados. En Europa se prevén de 8.000 a 16.000 MW eléctricos instalados.

Para que las proyecciones anteriores puedan ocurrir es preciso, en opinión de la Plataforma Tecnológica Europea que se den las siguientes circunstancias:

- ✓ Reducir los costes de las pilas de combustible (de 10 a 100 veces, dependiendo de la aplicación).
- ✓ Mejorar las prestaciones y durabilidad de las pilas (más de dos veces).
- ✓ Desarrollar sistemas de producción masiva de pilas.
- ✓ Reducir los costes de producción y distribución de hidrógeno (más de tres veces).
- ✓ Conseguir la producción de hidrógeno a gran escala a partir de renovables y fuentes de energía sin carbono.
- ✓ Obtener nuevos materiales y métodos para almacenar hidrógeno.

Todos estos lo os se ueden esumi en la “oa de uta” ue la Plataforma elabora para alcanzar la Economía del Hidrógeno a partir de la economía de los combustibles fósiles, y que aparece en la [Figura IV-1].

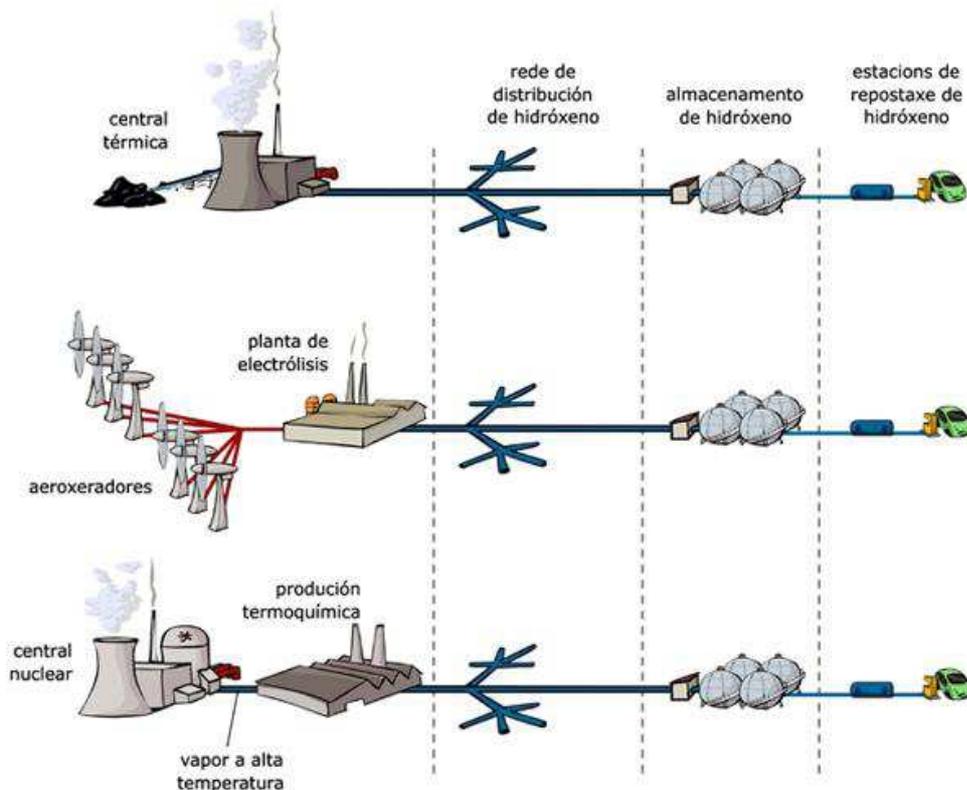
[Figura IV-1] Hoja de ruta prevista por la Plataforma Tecnológica Europea para alcanzar la economía del hidrógeno



Posiciones críticas

La belleza y el encanto de la llamada “economía del hidrógeno” tiene, pese a todo lo comentado hasta ahora, algunas sombras, que desde hace cierto tiempo están comenzando a manifestar ciertos científicos.

Lo primero que se ha de tener en cuenta es que la economía del hidrógeno depende de dos cosas: las pilas de combustible y la obtención del hidrógeno. Así, las pilas son dispositivos muy eficientes que no están sometidas a la “ley de Carnot”, o lo que es lo mismo, tanto pueden alcanzar eficiencias muy elevadas. Sin embargo, esta elevada eficiencia puede quedar ensombrecida por el hecho de que el hidrógeno no es una fuente energética, sino un portador de, un vector energético, como pueden serlo la gasolina o la electricidad. Por tanto, la eficiencia de la pila ha de quedar matizada por la eficiencia del proceso de producción de hidrógeno, de cara a obtener la eficiencia referida a la energía primaria.



Además, ya se ha visto en capítulos anteriores que el almacenamiento de hidrógeno es complejo, consumiendo una buena proporción de su energía en los procesos de acondicionamiento (compresión o licuefacción).

Por todo lo anterior comienza a haber autores que insisten en que no se ha de confundir pilas de combustible con hidrógeno, pues las bondades del sistema global dependen del origen del hidrógeno.

Puesto que el hidrógeno es un vector energético su comparación natural surge con la electricidad. Ésta presenta muchas más ventajas, como son su fácil transporte, reducidas pérdidas (estimadas en 5% cada 1.000 km) y su eficiente almacenamiento en centrales de bombeo. A este respecto ya se hizo en el capítulo de producción una evaluación simplificada del almacenamiento del excedente eólico en hidrógeno o en centrales de bombeo, resultando claramente ventajosas estas últimas.

En el sector transporte sí que podría ser razonable la aplicación de las pilas de combustible.



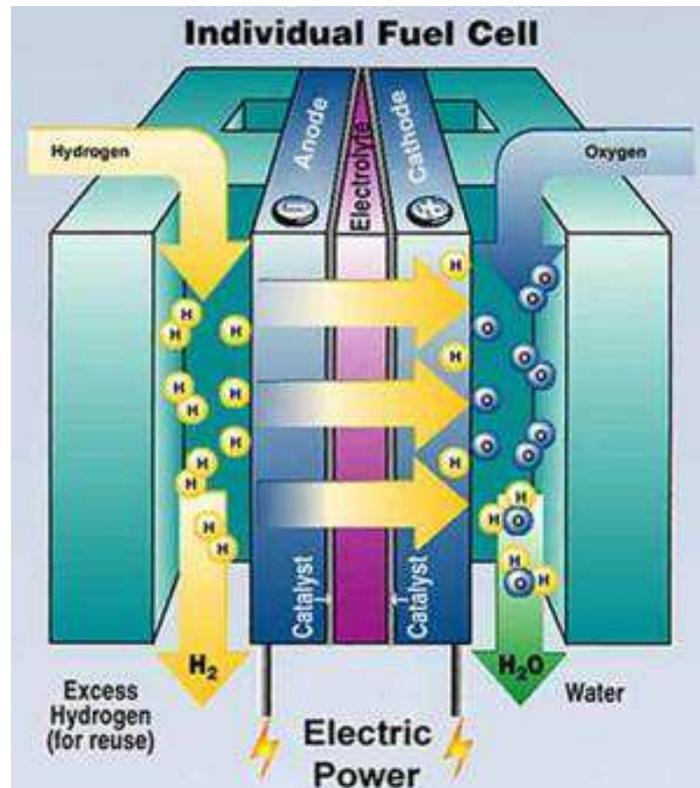
Sin embargo, es preciso llamar de nuevo la atención respecto al sistema global. Así, quedó claro en el capítulo dedicado al transporte que desde el punto de vista del análisis pozo-rueda el vehículo híbrido y el eléctrico presentan un mejor ciclo de vida que el vehículo con pila de combustible. No obstante, y pese a que el vehículo con pila de combustible salga peor parado en la comparación, es preciso llamar la atención sobre que la densidad energética de las baterías actuales dotan al vehículo eléctrico de bajas prestaciones para su uso masivo (poca autonomía y baja velocidad), que son compensadas sobradamente con la tecnología híbrida, recurriendo a un motor alternativo.



En este sentido, habría que dar una oportunidad a la tecnología, pues estos estudios se basan en hidrógeno obtenido a partir de gas natural, por lo que los resultados podrían ser muy diferentes cuando las pilas de metanol directo (DMFC) sean una realidad (aunque en esta configuración se emite CO₂; para lograr una solución eficiente medioambientalmente el metanol debería haberse producido a partir de la biomasa).

Dejando de lado los vehículos eléctricos, es cierto que el hidrógeno, precisamente por ser un vector energético, permite aplicar la energía nuclear, carbón y eólica al transporte, almacenando los excedentes y alimentando con ellos al vehículo.

Esta visión crítica no significa que debemos olvidar el hidrógeno, sino contextualizarlo de la manera adecuada, concediendo la importancia que merece al proceso de obtención, pues puede ensombrecer las buenas expectativas que crean las pilas de combustible.



CAPITULO 6: COMPARACION CON OTROS TIPOS DE ENERGÍA.

Existen distintos tipos de energías que nos circundan de forma constante, entre ellas las energías renovables y no renovables; para entender bien este tipo de energías debemos definir las: la energía renovable es aquella que se considera inagotable, aunque muchas veces sea intermitente y el uso de la misma no causa alteraciones al medio ambiente. Dentro de los tipos de energía renovables se encuentra: la energía solar, la energía eólica, la energía hidráulica, la energía geotérmica y la energía cinética. Como opuesto tenemos los tipos de energía no renovables, que son aquellos que escasean o empezarán a hacerlo con el correr de los años; entre ellos tenemos el petróleo o el gas natural; estos dos elementos son muy costosos ya que sus fuentes se están agotando.

La energía solar se ha convertido en uno de los tipos de energía más populares del planeta debido a que cada vez hay más interesados en estudiar el tema y muchos más subsidios para las investigaciones. La energía solar se aprovecha en muchos países mediante la utilización de placas fotovoltaicas las cuales se encargan de transformar los rayos del sol en energía eléctrica y olvidar así el uso de gas natural. Estos sistemas no son utilizados en zonas urbanas debido a que todavía no se dan las condiciones necesarias para hacerlo, pero sí podemos encontrar el uso de este tipo de energía en áreas rurales o zonas aisladas en donde no existe red eléctrica. El uso de este tipo de energía nos trae a su vez muchas ventajas, entre ellas podemos nombrar su sistema limpio, silencioso y no contaminante; a su vez ahorramos mucho más dinero con el uso de un panel fotovoltaico.

Pero la energía solar no es único tipo de energía renovable que más se utiliza, la energía eólica es la que le sigue en orden de importancia; la energía eólica marina funciona de la misma forma que la energía eólica terrestre, la única diferencia aquí es que los generadores se ubican dentro del mar y, aunque su costo sea mayor, su vida útil también lo será. Según los entendidos, la energía eólica marina tiene un gran futuro, sobre todo en aquellos países con alta densidad de población y poco espacio terrestre.

Este tipo de energía que se genera en el mar hace que la velocidad del viento no experimente grandes cambios ya que el viento que se produce allí es menos turbulento que el que se origina en la tierra. De esta forma se aprovecha más su fuerza.

Dentro de los tipos de energía renovable encontramos la energía geotérmica, la misma se relaciona íntimamente con géiseres, volcanes, aguas termales o zonas geográficas que haya experimentado actividad en los últimos años. Para poder extraer este tipo de energía es necesario contar con la ayuda de yacimientos de agua caliente que se encuentren dentro de esas zonas.

Luego, se debe perforar el suelo y extraer el líquido, que se manifestará en forma de vapor si su temperatura es muy alta; este líquido tiene utilidades tales como el accionamiento de turbinas las cuales se utilizan para mover los generadores de energía eléctrica. El agua que fue utilizada se devuelve nuevamente al pozo a través de un proceso de inyección, para luego ser recalentada manteniendo su presión y así evitar que se agote su reserva.

INNOVACIONES DE TECNOLOGIAS VERDES.

Como hemos mencionado en este capítulo, existen muchas formas de generar energía verde o energía limpia, hablaremos de forma más detallada de cada una de las más utilizadas.

Celdas Solares.- La luz y el calor que proviene del sol vienen en cantidades infinitas y puede ser almacenada en muchas formas. Hay a estado muchas tecnologías que han estado siendo usadas para tomar ventajas de esta fuente de energía incluyendo concentración solar en sistemas de poder, paneles fotovoltaicos, calentamiento de agua, calentamiento y enfriamiento de lugares, calentamiento solar e iluminación diaria.

La energía solar puede ser usada en grandes y pequeñas aplicaciones. En industrias y negocios pueden diversificar sus recursos de energía eficientemente y así ahorrar dinero solo eligiendo tecnología de uso solar. Nuestros hogares pueden usar energía solar para calentarse o enfriarse y para calentar agua, muchas podrán operar fuera de la propia red eléctrica y hasta podrán vender energía dependiendo de las políticas locales. Hay están muchas formas de obtener energía del sol y así operar con más eficiencia para vivir y trabajar en un lugar más confortable y placentero. Más allá de estos usos locales de energía solar, muchas compañías de venta de energía están tomando esta tecnología para aportar una energía limpia a sus redes y así dar un ejemplo a los consumidores finales.



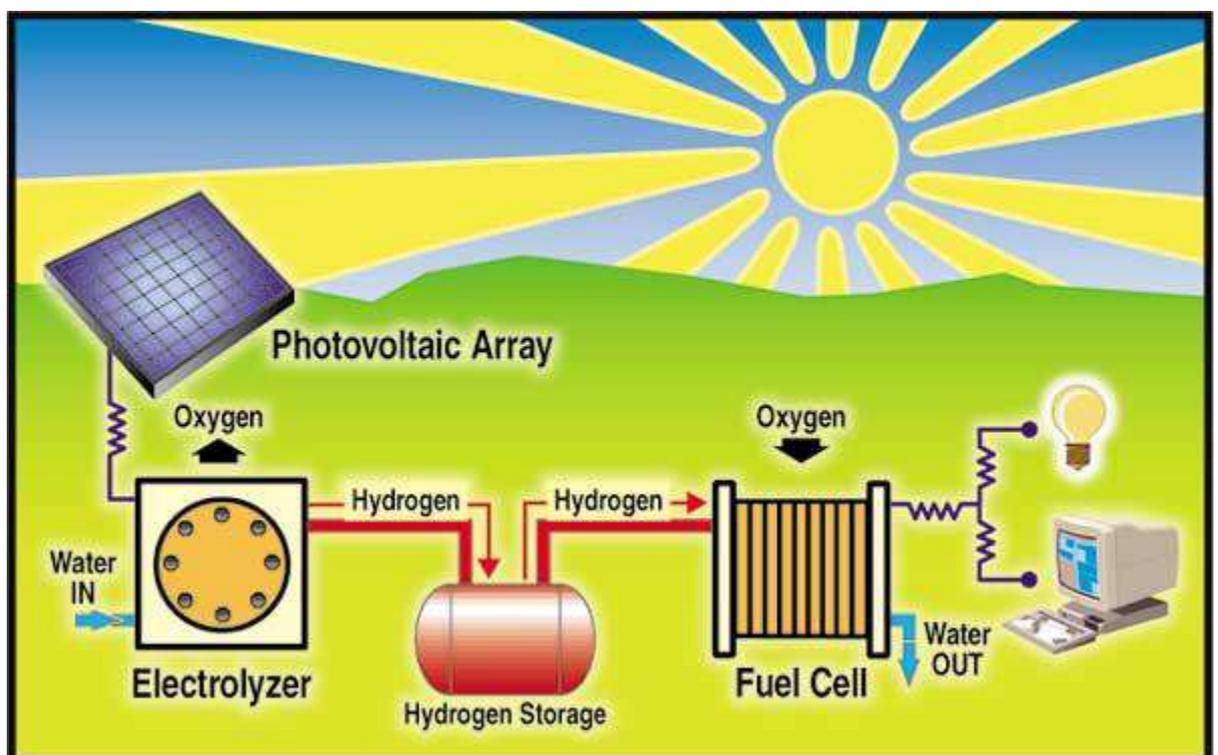
Poder del viento.- turbinas de viento utilizan el poder del viento para generar electricidad. Ellas estas montadas en torres para así capturar la máxima energía. A 30 metros del suelo o más, estas toman ventajas de la poca turbulencia y la mayor rapidez que existe a esa altura. Las turbinas capturan el poder del viento con sus hojas. Usualmente son 2 o 3 hojas que son montadas un mango para formar un rotor. Una hoja actúa mucho como el viento en un aeroplano. Cuando el viento sopla, una bolsa de baja presión de aire forma una caída de aire del tamaño de la hoja, la baja presión de la bolsa de aire mueve a la hoja causando que el rotor gire. La fuerza de ascenso es mucho más que la del viento forzando nuevamente al frente a la hoja, esta fuerza es llamada de resistencia. El ascenso y la resistencia causan que el rotor gire como una propela y conectando este giro a un generador se puede crear electricidad. Muchas turbinas de viento pueden ser utilizadas de forma solitaria o también pueden ser conectadas a sistemas de paneles solares para generar así mayor cantidad de energía limpia. Además varios edificios, hogares y granjas están utilizando esta tecnología en sus terrazas, ayudando a sí mismo con el ahorro de sus cuentas de electricidad.



Electrolisis.- la electrolisis involucra el paso de corriente eléctrica a través de un medio iónico cual resultado es una reacción química a los electrodos. Los electrodos metálicos son usados típicamente como los electrodos en un electrolizador porque ellos son capaces de conducir electricidad. Hay líquidos y sólidos componentes iónicos.

La electrolisis del agua consiste en el rompimiento de las moléculas de agua usando electricidad. La electrolisis de agua pura es muy dificultosa ya que esta tiene muy poca conductividad aproximadamente una millonésima parte que la del agua marina. La conductividad eléctrica es aumentada si se agrega un ácido o una sal que ayude a la conductividad.

Un recurso de energía eléctrica puede ser conectado a dos electrodos que son puestos en agua. El hidrogeno aparecerá en la carga negativa del electrodo y el oxigeno aparecerá con carga positiva en el catodo. La cantidad de hidrogeno y de oxigeno que se generara será equivalente a la cantidad de energía eléctrica que se pase a través del agua.



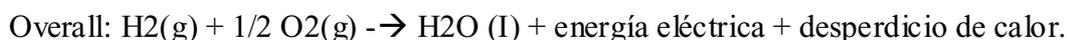
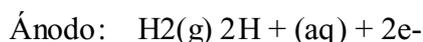
Celdas de combustible.- las celdas de combustible convierten directamente la energía química en energía eléctrica y calor con alta eficiencia. Esta tecnología puede ser usada donde sea y en cualquier momento. Las celdas de combustible pueden ser utilizadas en diferentes aplicaciones de energía desde la alimentación para pequeños aparatos electrónicos pasando por autos buses y hasta en naves espaciales. La básica tecnología de tras de esta simple celda de combustible es muchas capas juntas tal como un “sand ic ed”. Consiste en ca as de electrolito con oos en contacto con ánodos y catados en ambos lados.



PILA DE COMBUSTIBLE NASA

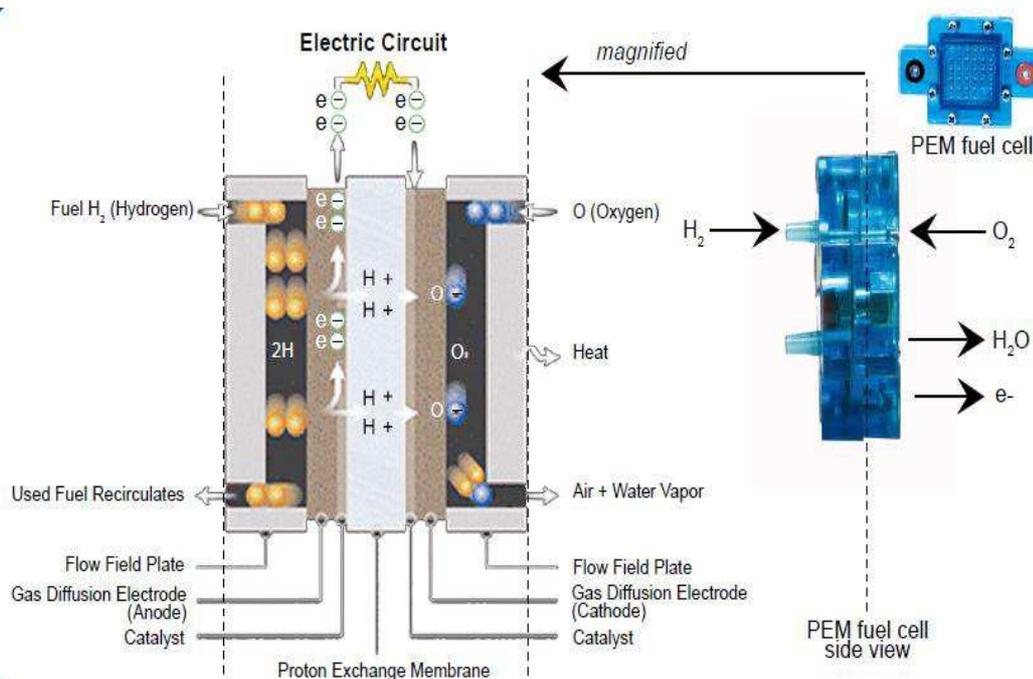
El hidrogeno es quebrado en protones y electrones en ambos lados del ánodo, y el oxigeno es combinado para producir agua en el lado del cátodo. Protones son transportados desde el ánodo hasta el catado a través del el electrolito, y los electrones son llevados a él cátodo sobre el circuito externo. En el cátodo el oxigeno reacciona con protones y electrones, formando agua y produciendo calor. Ambos el ánodo y el cátodo tienen un electrolizador de alta velocidad que realiza el proceso electroquímico.

Abajo mostramos un ejemplo típico de una celda de combustible (PEM) con sus reacciones químicas:



Reactantes son transportados por difusión para el electrodo catalizado donde la reacción electroquímica toma lugar. Aunque la mitad de la reacción de la celda son diferente para otros tipos de celdas de combustible. El agua y el desperdicio de calor deberán ser removidos en algunos otros tipos de celdas para evitar próximas reacciones con impurezas.

Las celdas de combustible pueden requerir diferentes tipos de combustible para realizar su reacción como hidrogeno, metanol, materias con biomasa y con el mismo combustible fósil.



Cómo se obtienen los distintos tipos de energías

Existen varios procesos que podemos llevar a cabo para poder obtener distintos tipos de energía, los mismos se pueden lograr transformando la materia orgánica (residuos industriales, ganaderos, agrícolas, etc.) Pero aunque se trate de obtener un tipo de energía renovable debemos afirmar que no es un proceso del todo limpio ya que la combustión de este tipo de biomasa emana componentes químicos que contaminan el medio ambiente, aunque no de gran forma. El ejemplo más conocido de la obtención de energía es mediante la utilización de la madera, a su vez los desechos orgánicos de las urbes pueden emplearse para generar energía eléctrica. Ésta, aunque suene poco creíble, será una de las principales fuentes de energía del futuro ya que en poco tiempo se agotarán los combustibles fósiles y se utilizará para sustentar a los transportes.



Las pilas de combustible y los vehículos eléctricos no producen estas emisiones peligrosas. Los vehículos eléctricos y las pilas de combustible necesitan energía para recargar sus baterías. En los vehículos con pilas de combustible, el hidrogeno es también típicamente hecho de combustible fósil, entonces, como estos vehículos nos beneficiaran en el futuro?

Si la electricidad o el hidrogeno es producido por combustible fósil, las emisiones de carbón se reducirán en un 50%. Si la energía y el hidrogeno es generado de recursos renovable como paneles solares y electrolisis. Los autos operados a baterías EV son aun más limpios que los operados a combustible fósil, incluso el costo de la energía a partir del hidrogeno puede reducir una fracción el costo por galón de gasolina.

Calcular la emisión de carbono por cada diferente vehículo es un asunto muy complicado, de cualquier modo, presentamos un par de fáciles relaciones que pueden ser usadas para comparar diferentes tipos e vehículos y la cantidad de carbono que emiten:

$$PEF = Eg \times \frac{1}{0.15} \times AF \times DPF$$

Donde Eg es la gasolina equivalente de energía contenida en electricidad, **1/0.15**, AF es el factor de base de petróleo, DPF es el factor de patrón de manejo.

Este método fue desarrollado en el departamento de Energía de los estados unidos para comparar los vehículos híbridos con vehículos convencionales a gasolina.

Un simple método de calcular las emisiones de los vehículos es basado en tipos de combustible. El factor de emisiones de combustibles es basado en el contenido de calor del combustible, la fracción de carbono en el combustible que es oxidado puede ser calculada así:

CO2 emisiones: combustible usado x valor calorífico x factor de emisión

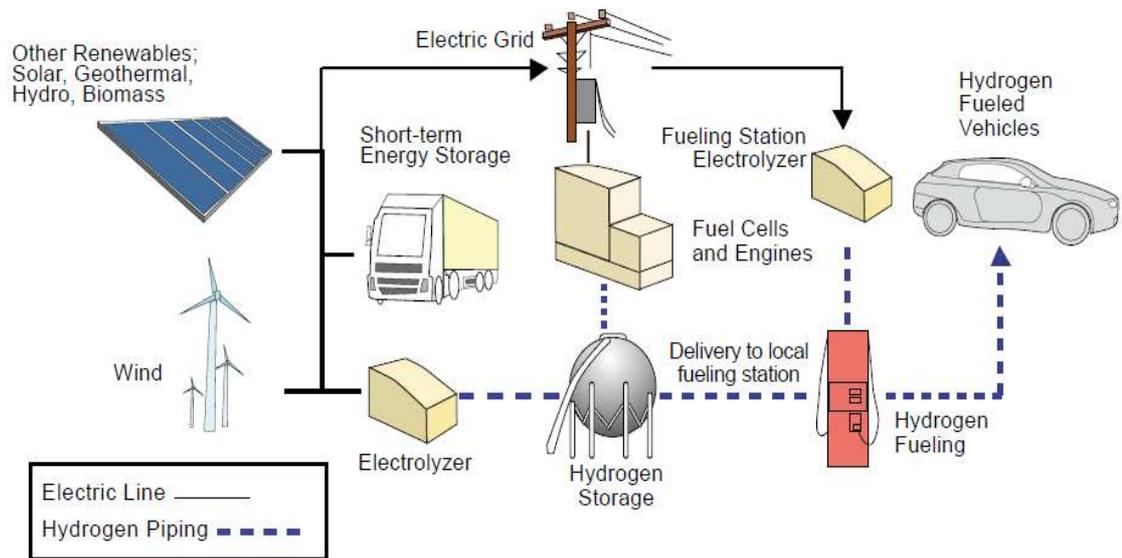
Esta ecuación a menudo es utilizada para conocer rápidamente estimados de emisiones de CO2

Más de la energía que necesitamos en el mundo es originada por combustibles fósiles. Estos combustibles son fácilmente obtenidos, almacenados y transportados, han servido para construir el mundo actual los edificios las carreteras y para mantener el sistema de vida.

Debido al sistema de de distribución del combustibles, la tecnología a avanzado a pasos muy rápidos en los últimos 200 años que en toda la historia de la humanidad. A pesar de todos los avances que los combustibles fósiles ha traído a nuestra sociedad, esto también a traído efectos negativos a nuestro ambiente. Algunos de estos efectos dañinos incluyen contaminación del aire con probable lluvia acida, mares con derrames de petróleo, dióxido de carbono acumulado en la atmósfera, esto a traído una elevación en la temperatura del planeta y la extinción de algunas especies.

Para muchos países alrededor del mundo, si la extracción de combustible fósil fuera cortada, la economía del mundo de detuviera instantáneamente.

En adición a las consecuencias ambientales negativas, esta que los combustibles fósil es una materia finita y que en algún momento deberá ser sustituida por otro clase de combustible. El futuro de la economía de la energía será de tecnología combinada con energía renovable siendo el hidrogeno una de las más experimentadas. Esto es más evidente en la NASA con sus naves espaciales. El hidrogeno es el elemento más abundante en el universo, pero este no existe en estado puro en él la tierra. Este es extraído del agua, carbón, energía nuclear.

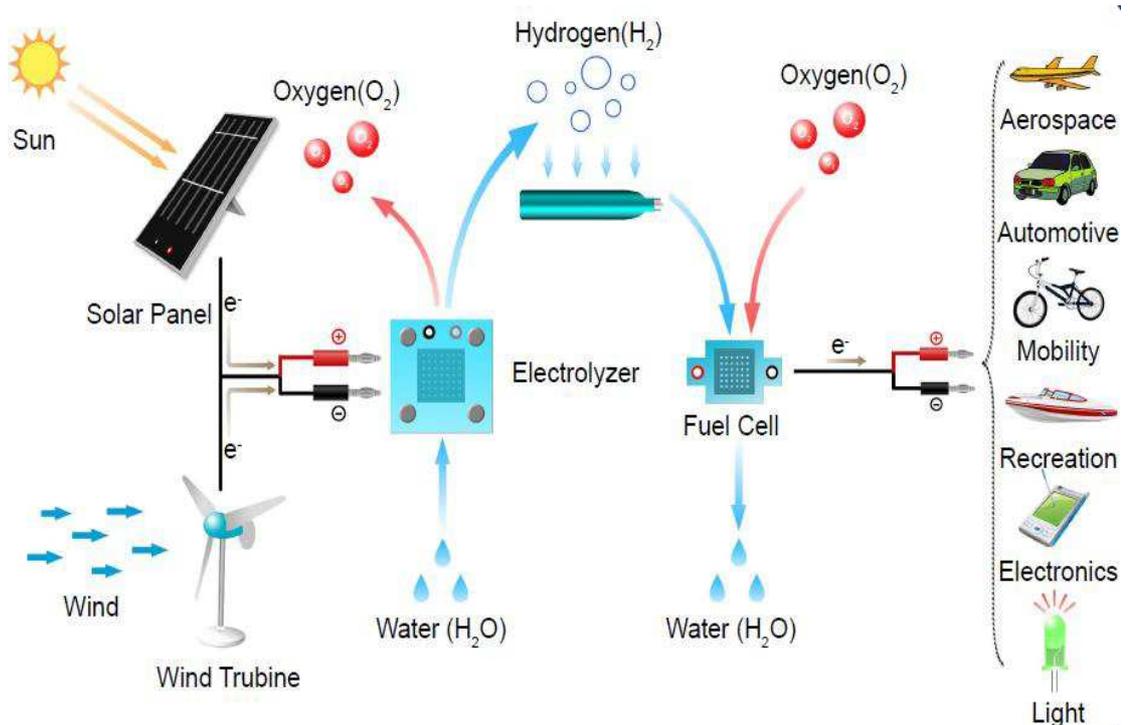


El hidrogeno puede ser producido sin combustible fósiles, a través del proceso de la electrolisis.

Renovables formas de energía como celdas fotovoltaicas, viento, hidro y geotérmicas están siendo usadas para generar energía. El hidrogeno puede ser usado o almacenado para generar energia eléctrica.

El sol y el viento son dos formas excelentes de obtener energía de recursos naturales teniendo en cuenta que estos dos también son fuentes muy variables, sino hay suficiente luz solar y no existe mucha fuerza del viento, no se podrá obtener energía. las celdas de combustible han sido usadas ya varios años para generar energía en negocios y residencias. Aparatos portátiles electrónicos como laptops, celulares, son cargados con energía creada por el hidrogeno. Aunque se considera una extracción de energía muy costosa, en los últimos años se ha disminuido el costo de generar energía, por lo contrario el costo del combustible fósil se incrementara mucho más en los próximos años.

En el futuro la economía de la energía, los hogares individualmente podrán generar energía para sus propias demandas. Esto ayudara a la redistribución el poder, ya que las compañías petroleras no controlaran todas las riquezas y los recursos. Individualmente las casas podrán compartir energía con sus vecinos cercanos quienes no cuentan con un clima positivo para generar energía naturalmente.



En el futuro automóviles podrán conectarse en regulares enchufes en hogares y oficinas para ayudar a generar energía eléctrica, un automóvil regular genera 40 kw de poder y una casa normal necesita unos 10 kw de energía, es decir un carro puede convertirse en una planta de energía paz un hogar.

Esta transición proviene de la idea de el hidrogeno como fuente de obtención de energía.

CAPITULO 7: IMPACTO AMBIENTAL.

DESVENTAJAS TECNOLOGICAS DE LA CORRIENTE ENERGETICA

Esto incluye combustibles fósiles como carbón, petróleo, gas and baterías. Carbón, petróleo y gas están previstos reducirse en los próximos años, tal como la población mundial crezca y la de manda de energía se incremente.

Las reservas de combustibles varían ampliamente. Asumiendo un consumo constante a partir del 2005, tenemos que el petróleo estará para nosotros en los próximos 40 años y el carbón 150 años más, el consumo de petróleo en el 2005 fue de 0.18 ZJ.

Desventajas del uso de combustible fósil tenemos:

No renovables, es un combustibles que necesita millones de años para su uso y otros más para su descomposición.

- Contaminación, el dióxido de carbono es emitido por los combustibles fósiles. La quema del carbón junto con el dióxido de carbono combinados pueden crear dióxido de sulfuro and trióxido de sulfuro lo cual puede producir lluvia acida.
- Destrucción de la tierra, las minas de carbono causan destrucción a la tierra.
- Peligros, las minas de carbono son considerados unos de las más peligrosos trabajos en el mundo.
- Derrame de petróleo, el derrame de petróleo mas la contaminación ambiental causan un gran daño al océano por ende a la vida marina.
- Políticos, muchos de los países que tienen reservas de petróleo son países con una política inestable. Países que no tienen estas reservas pero un estado político estable puede influenciar en estos países inestables para su propia conveniencia.

CAPITULO 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

De los apartados anteriores se deduce que el hidrógeno por sí sólo no es la solución al problema energético, precisamente porque no es una fuente de energía, sino un portador de la misma. Por tanto, aunque el sistema de conversión final sea muy eficiente (pila de combustible) es preciso considerar todo el ciclo de vida, siendo consciente de que los consumos energéticos tanto en la propia obtención como en el acondicionamiento para el almacenamiento y transporte pueden ser muy elevados.

Todo lo anterior no debe ser tomado como algo negativo, sino más bien servir de aliciente para intensificar la investigación para lograr sistemas de conversión más eficientes, sistemas productivos con menores consumos y procedimientos más eficaces de almacenamiento.

Si el hidrógeno se produce de forma racional, a partir de energías renovables, carbón con captura de CO₂ o energía nuclear puede constituir una buena contribución a la solución del problema energético, pero dejando claro que no sería cierto que la economía se basaría en el hidrógeno, sino que lo haría en las fuentes primarias (renovables, carbón o nuclear), dando nuevamente como solución al problema energético una mezcla razonable de varias fuentes energéticas. Por tanto, hablar de “economía del hidrógeno” sin tener en cuenta el contexto siendo consciente de lo que significa sea como habla en la actualidad de la “economía de la electricidad”, en lugar de la “economía de los combustibles fósiles”.

ANEXOS

En los anexos visualizaremos algunos de los más recientes avances significativos, y noticias relevantes, en la aplicación de esta nueva tecnología.

- El Departamento de Energía de los Estados Unidos, en conjunto con la Junta de Recursos del Aire de California, el Condado de Orange (EU) y compañías privadas, desarrollaron la primera estación de energía tri-generación pues además de producir hidrógeno también genera electricidad y calor.



Tiene la capacidad para alimentar entre 50 y 100 autos por día y produce entre 250 y 300 kW de energía.



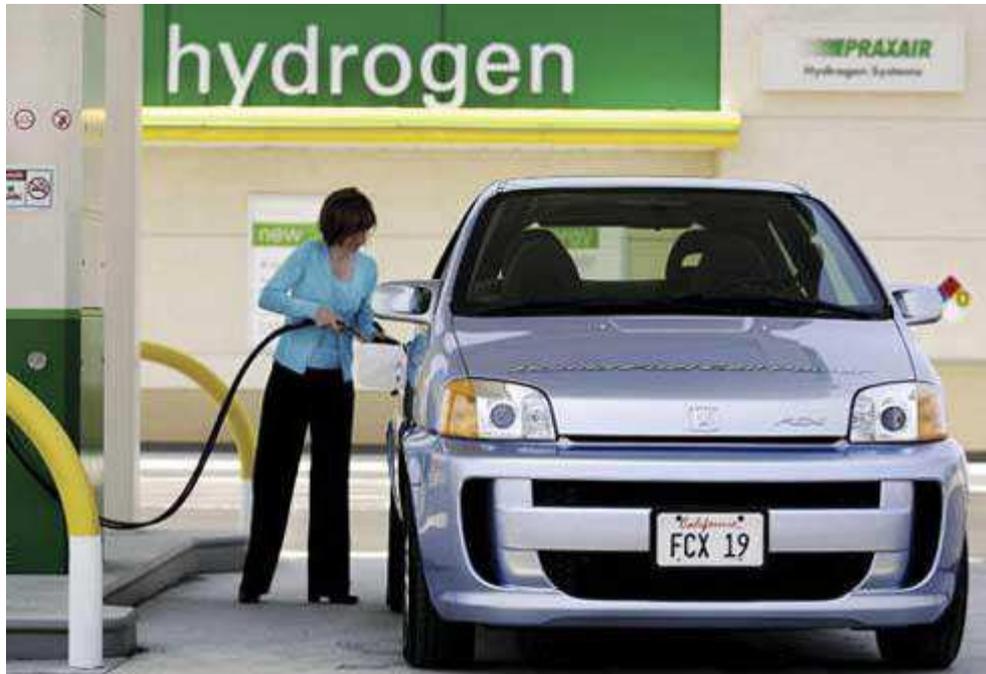
Diseñada como una unidad única e integrada, que pueda instalarse en el garaje del usuario, la próxima generación de la Estación de Hidrógeno Solar de Honda tiene un tamaño reducido y produce una cantidad suficiente de hidrógeno durante la noche (8 horas) para cubrir los desplazamientos diarios de un vehículo eléctrico de pila de combustible.



- El primer punto permanente de recarga para baterías de hidrógeno de Londres.



- Gobierno de Alemania planea para el año 2013 tener 50 hidrogeneras en todo el país.



- AIR LIQUEDE, PROVERA DE HIDROGENERAS EN EUROPA PARA LA GENERAL MOTORS.



- Zaragoza tendrá una nueva estación de producción, almacenamiento y abastecimiento de hidrógeno. Será la segunda de España tras la de Extremadura. Estará lista para dar cobertura a los vehículos de hidrógeno de la próxima Exposición Universal.

La instalación tendrá 2.300 metros cuadrados de superficie y costará 300.000 euros. Está localizada junto a la actual estación eléctrica de Valdespartera. Estará formada por dos edificios equipados con oficinas, compresores, almacenes y una sala de electrólisis.

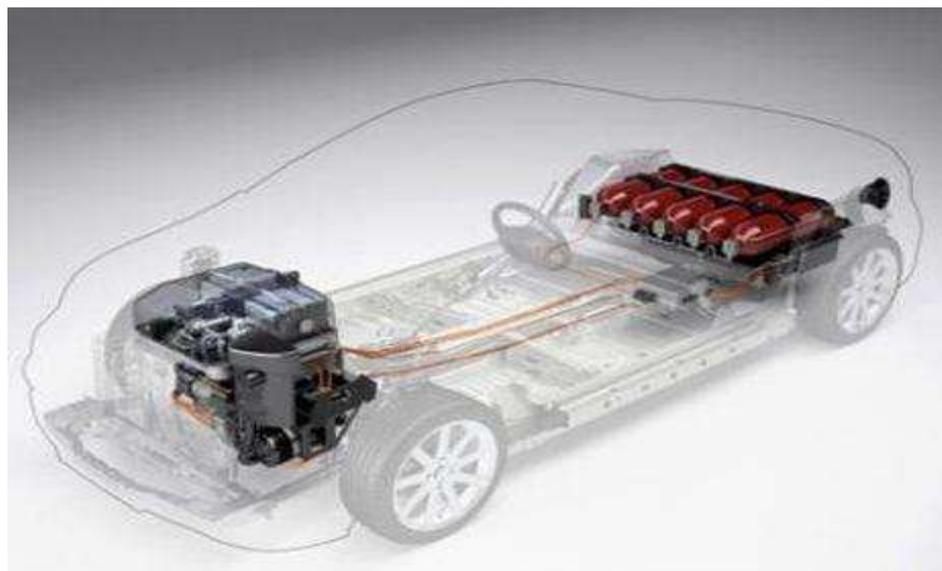
La producción media de esta hidrogenadora será de 40 kilos de hidrógeno comprimido al día.



- Los VW 750hL V12 que se construyeron en 2000 producían 201 CV con H₂, llegando de 0 a 100 km/h en 9.6 segundos y tenían una autonomía de 289 km con poco menos de 19L de H₂ líquido.



- PEUGEOT, UNO DE LOS DISPOSITIVOS DE ALMACENAMIENTO RECORRE 8 KM POR 120L DE HDROGENO.



- FUEL CELL COMPANY, PROTOTIPO AUTO 100% CON ENERGIA A BASE DE HIDROGENO.

