



## ANEXO IV: IMPLANTACIÓN DE FUENTES.

En este apartado se establecen las alternativas tecnológicas que existen en la actualidad para cada tipo de fuente energética. A lo largo de éste va a tratarse de plasmar datos (fundamentalmente de rendimientos de procesos, costes y emisiones) de diversas y fiables fuentes de cara a la comparación de tecnologías en el mapa de carreteras general de procesos de obtención de hidrógeno.

### Combustibles limitados o no renovables.

En este apartado se encuentran todos aquellos procesos de producción de hidrógeno cuya fuente es limitada: los combustibles fósiles y el uranio. La producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles es la forma más madura de generarlo hoy en día, y la menos cara. Grandes cantidades de hidrógeno se producen en el mundo a partir de este tipo de combustibles, la mayoría para uso en las refinerías de petróleo y para la producción de fertilizantes y productos químicos. Aproximadamente  $500 \text{ GNm}^3$  o 50 millones de toneladas al año de hidrógeno industrial son generadas, y la mayoría mediante reformado de combustibles fósiles [Moore et al-1998].

El hidrógeno puede generarse a partir de gas natural y de otros combustibles fósiles mediante varios procesos de reformado (y también mediante electrólisis si estos combustibles se usan para generar electricidad). Los procesos de reformado incluyen reformado con vapor de agua (o "*Steam Methane Reforming*", SMR), procesos de reformado autotérmico (o "*Catalytic or Autothermal Reformer Processes.*", ATR) y procesos de oxidación (o "*Partial-Oxidation Processes.*", POx). En general, los procesos de SMR y ATR son adecuados para el reformado de hidrocarburos ligeros como metano, butano, propano y (con catalizadores especiales) nafta, mientras los procesos de POx pueden aplicarse a un rango más amplio de hidrocarburos, los cuales se verán más adelante.

El proceso de SMR básico es endotérmico usando gas natural y vapor de agua, que proporciona el calor necesario e hidrógeno adicional. Esto produce un gas rico en hidrógeno del orden del 70% al 75% en base seca, con pequeñas cantidades de metano (2% a 6%), monóxido de carbono (7% a 10%) y dióxido de carbono (6% a 14%) [Hirschenhofer et al-2000]. Para mejorar la producción de hidrógeno y eliminar impurezas se desarrollan procesos adicionales subsecuentes. Estos incluyen reacciones exotérmicas con desplazamiento con agua ("*Water-Gas Shift*", WGS) y otro proceso de depuración de hidrógeno ("*Pressure-Swing Adsorption*", PSA).

Las reacciones de WGS, que típicamente se realizan en dos pasos (una etapa de desplazamiento a alta temperatura y otra de baja temperatura) convierten la



mayoría del monóxido de carbono presente en el gas producto del SMR en hidrógeno y dióxido de carbono. Las siguientes etapas de purificación (PSA) dan como resultado hidrógeno de alta pureza (mayor de 99.999%) para usos donde es requerida. El proceso de PSA típicamente recupera del orden del 70% al 85% del hidrógeno que proviene de la unidad de WGS [Surcar et al-1999], y sus gases de desecho incluyen las impurezas retiradas junto con el hidrógeno no recuperado. Teniendo en cuenta todo el proceso, la eficiencia alcanza de un 75% a un 80% (referida al poder calorífico superior), basada en el uso de gas natural como materia prima. Pero este valor es de alrededor del 70% para sistemas de producción a pequeña escala [Simbeck-2001] y [Williams-2002].

Los reformados autotérmicos (ATR) se basan en reacciones catalizadas que ocurren en lechos con estructura de panal y compuestos de metales catalizadores, como platino, en un reactor Vessel. Mediante la inyección de aire en el reactor, del 30% al 40% del combustible se oxida con la ayuda del catalizador liberando calor, el cual se invierte en convertir el combustible que queda en hidrógeno, dióxido y monóxido de carbono pulverizando vapor. El proceso de reformado autotérmico tiene las ventajas de no necesitar quemadores externos y de ser más simple y menos caro que los procesos de SMR, pero cargan con la desventaja de ofrecer menores niveles de eficiencia que los mismos (entre el 65% y el 75%) [Rampe-2000].

Principalmente el reformado autotérmico 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 reformadores tipo SMR. Sin embargo, este uso queda supeditado a desarrollo que alcancen las pilas de metanol directo (DMFC).

En el proceso POx, también conocido más comúnmente como .gasificación., puede generarse hidrógeno a partir de varios hidrocarburos, entre los cuales están carbón, petróleo pesado y otros productos de refinería de bajo valor. El hidrocarburo reacciona con oxígeno con una proporción menor de la estequiométrica, dando lugar a una mezcla de CO e hidrógeno que se encuentra entre 1200°C y 1350°C [Moore et al-199 8].

Posteriormente, la mezcla de gas se refrigera, mediante reacciones de desplazamiento con agua (WGS) similares a los descritos anteriormente y finalmente se purifica utilizando procesos de PSA (si tan alta pureza es necesaria). Los productos de desecho obtenidos en este proceso están formados por hidrógeno gas a baja presión, y exceso de vapor. A no ser que estos productos puedan aprovecharse localmente, los procesos POx no son, generalmente, atractivos económicamente ya que la producción de hidrógeno es solamente alrededor del 55% ó 60% tan alta como las de los sistemas SMR [Hirschenhofer et al-2000].



Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.

El caso de la producción de Hidrógeno.



En los últimos años se está prestando mucha atención al desarrollo de reformadores de tipo POx a pequeña escala para el producir hidrógeno onboard a partir de gasolina, pero, aunque se han construido prototipos, aún no se ha llegado a un sistema práctico.

Esto se debe a que no se han podido salvar dificultades asociadas al complejo reformado a muy pequeña escala satisfaciendo a la vez la demanda, los requerimientos de la dinámica de operación de los vehículos de pila de hidrógeno y suministrando suficiente gas reformador limpiador onboard para alcanzar los bajos requerimientos en cuanto a tolerancia de monóxido de carbono y sulfuro de las pilas tipo PEM.

### GAS NATURAL

El gas natural presenta ciertas ventajas, que se enumeran a continuación: sistemas de transporte seguros y eficientes, materia prima mayoritaria en la obtención de hidrógeno para uso industrial, lo cual indica que la tecnología es madura. Entre las desventajas pueden citarse: requieren captura de CO<sub>2</sub> para contribuir a una producción de hidrógeno sostenible y necesitan adaptación para pequeñas producciones descentralizadas que podrían ser necesarias en distribución para estaciones de servicio.

El *Steam Methane Reforming* es un proceso maduro de generación de hidrógeno pues se generan diariamente de forma centralizada de 241 a 290 Tn H<sub>2</sub>. Este proceso puede llevarse a cabo también de manera descentralizada, lo que determinará la capacidad de generación de la planta. Pequeños reformadores también han sido desarrollados para este fin (como en estaciones de servicio), e incluso para aplicaciones a menor escala como para proveer hidrógeno a pilas estacionarias en el rango de potencias de 5 kW a 250 kW. En la siguiente figura se muestran los costes de inversión en función de la capacidad de la planta.

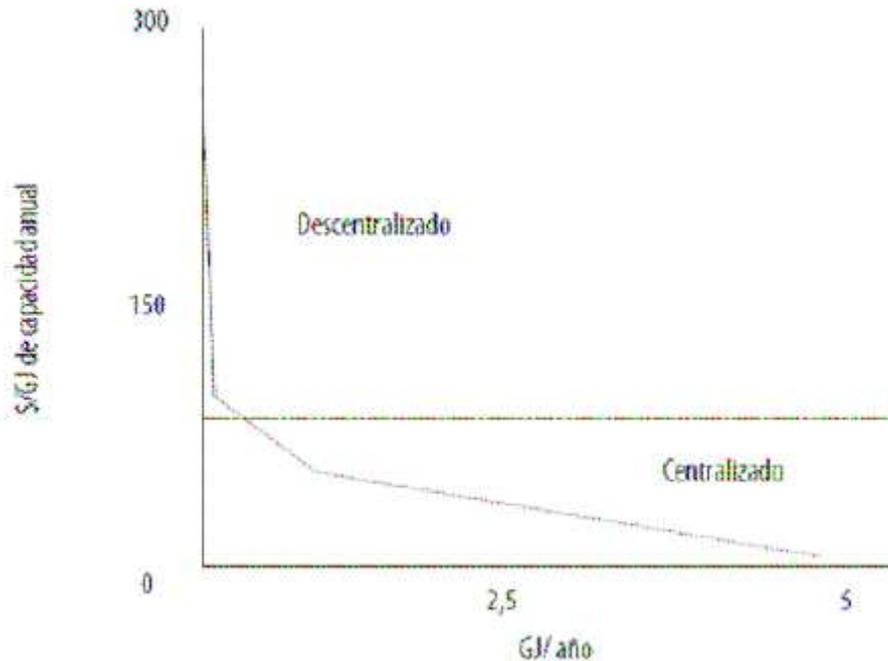


Figura 125: Costes de inversión para la producción de hidrógeno por SMR en función de la capacidad de la planta. Fuente: Plataforma Europea del Hidrógeno.

### Producción Centralizada

En cuanto a la producción centralizada, plantas grandes de SMR con capacidades del orden de 145,000 Kg.H<sub>2</sub>/día pueden generar hidrógeno con una eficiencia de 76% a 81%, y costes de 0.78\$ a 1.04\$ por Kg.H<sub>2</sub> (5.50\$ a 7.30\$/GJ) [<http://rael.berkeley.edu/files/2004/Lipman-NRDC-Hydrogen-Economy-2004.pdf>]. Se trata de una tecnología muy optimizada y con poco recorrido de mejora.

Según [<http://rael.berkeley.edu/files/2004/Lipman-NRDC-Hydrogen-Economy-2004.pdf>], los costes del hidrógeno van desde 2\$ hasta 5\$ por kilogramo (ya distribuido y almacenado a alta presión), en función del coste de la materia prima, la escala de producción y otras variables. En cuanto a los costes de distribución, se estima que a largo plazo se alcancen los 1.60\$/Kg.H<sub>2</sub> en las plantas centralizadas a gran escala (vía red de tuberías) y los 2\$ a 2.50\$/Kg.H<sub>2</sub> en los de la producción descentralizada.

Una gran ventaja de la producción centralizada en plantas de gran capacidad es que pueden capturar el CO<sub>2</sub>, pero es improbable que sea viable económicamente para producciones a pequeña escala. Un grupo de investigación de la Universidad de Princeton ha estudiado en los últimos años la prospectiva para la producción de hidrógeno con captura de dióxido de carbono y ha estimado que ésta añadirá 0.24 \$/Kg.H<sub>2</sub> (1.70 \$/GJ) al coste del hidrogeno en producción centralizada vía SMR, aumentando el coste de la producción de hidrógeno de (por su estimación) 0.78 \$/Kg.H<sub>2</sub> (5.50 \$/GJ) a 1.02 \$/Kg.H<sub>2</sub> (7.20 \$/GJ) [Williams-2002].

|  |  |  |
|--|--|--|
|  | <b>Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.</b><br><br><b>El caso de la producción de Hidrógeno.</b> |  |
|--|--|--|

Habiendo examinado el National Research Council la tecnología de generación de hidrógeno vía SMR, ha estimado los siguientes costes de producción [National Research Council-2004]:

| Caso / Tamaño  | Coste Producción Hidrógeno (\$/Kg. y \$/GJ HHV) |                           |
|--|---|---------------------------|
|  | Tecnología Actual                               | Tecnología Futura         |
| Gran Tamaño – CO <sub>2</sub> emitido (1,1 millones Kg./día) | 1,03 \$/Kg. (7,26 \$/GJ)                        | 0,92 \$/Kg. (6,46 \$/GJ)  |
| Gran Tamaño – CO <sub>2</sub> captado (1,1 millones Kg./día) | 1,31 \$/Kg. (9,24 \$/GJ)                        | 1,10 \$/Kg. (7,76 \$/GJ)  |
| Tamaño Medio – CO <sub>2</sub> emitido (24.000 Kg./día)      | 1,38 \$/Kg. (9,73 \$/GJ)                        | 1,21 \$/Kg. (8,53 \$/GJ)  |
| Tamaño Medio- CO <sub>2</sub> captado (24.000 Kg./día)       | 1,76 \$/Kg. (12,41 \$/GJ)                       | 1,55 \$/Kg. (10,93 \$/GJ) |
| Tamaño Pequeño – CO <sub>2</sub> emitido                     | 3,51 \$/Kg. (24,75 \$/GJ)                       | 2,33 \$/Kg. (16,43 \$/GJ) |

**Figura 126: Estimación de costes de producción por el NRC. Fuente: National Research Council.**

### Producción Descentralizada

Moore and Raman de “Air Products and Chemicals, Inc”. han examinado los costes de sistemas de reformadores medianos para generación “on-site”. Han estimado un coste por unidad de 9.6 mill. de \$ para una estación que puede repostar 500 vehículos al día, produciendo 2.700 Kg. de hidrógeno en ese mismo día, a un coste de 3.57 \$/Kg.H<sub>2</sub> (25.14 \$/GJ) [Moore et all-1998].

También han examinado la producción mediante SMR a pequeña escala. A una escala de producción de 470 Kg.H<sub>2</sub>/día (para repostar aproximadamente 100 vehículos de pila de hidrógeno), Simbeck and Chang han estimado que puede producirse a 4.40 \$/kgH<sub>2</sub> (30.99 \$/GJ), si suponemos un coste del gas natural de 5.25 \$/GJ.

También Praxair está colaborando con el DOE para desarrollar pequeñas unidades de reformado. Este programa tiene el objetivo de desarrollar sistemas que puedan producir hidrógeno a tasa de 58 Kg./día a 290 Kg./día, con un objetivo a largo plazo en el coste de 1.19 \$/Kg.H<sub>2</sub> (8.40 \$/GJ). La consecución de este ambicioso objetivo requerirá del uso de técnicas de diseño para la fabricación y el ensamblaje., un alto nivel de integración del sistema y un alto volumen de producción de los componentes del sistema [Bollinger et all-2002]. La siguiente figura muestra el esquema sobre el que están investigando de cara a optimizar el rendimiento.

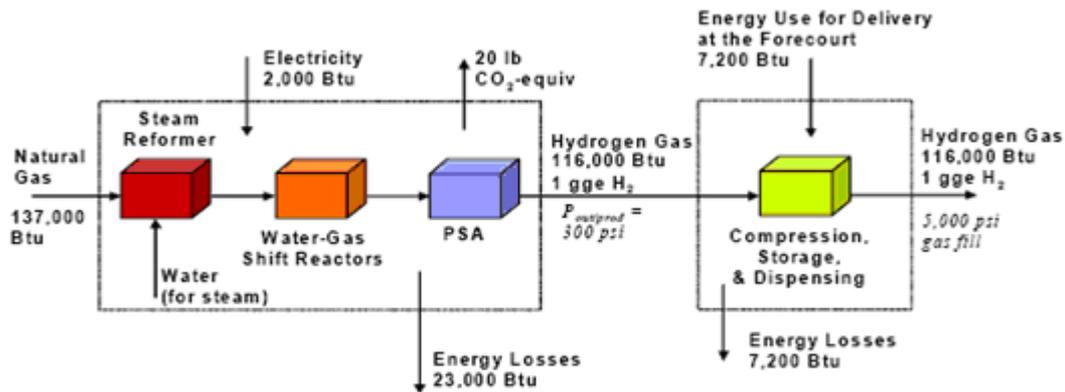


Figure Represents Future (2015) Case.  
Flows in diagram represent direct energy and emissions between production and dispensing, and are not based on well-to-wheels calculations.

Figura 127: Esquema del proceso descentralizado de generación de hidrógeno vía SMR. Fuente: Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review.

Los objetivos a corto plazo del DOE en cuanto a generación distribuida a partir de gas natural son los siguientes (tómese la energía de un galón de gasolina equivalente como la que contiene un kilogramo de hidrógeno):

|  | 2010  | 2015  |
|--|-------|-------|
| Energía de Unidad de Producción. Eficacia % (LHV)        | 72,0  | 75,0  |
| Coste de inversión de unidad e producción (no instalada) | 900 K | 580 K |
| Coste de Hidrógeno Total \$/gge                          | 2,50  | 2,20  |

Figura 128: Objetivos a corto plazo del DOE en cuanto a generación distribuida a partir de gas natural. Fuente: Hydrogen Program Review

Este programa en la actualidad se encuentra en la construcción de un prototipo de especificaciones: 11.75 m<sup>3</sup>/h de gas natural, menos de 0.113 m<sup>3</sup>/h de agua potable, potencia de 12 Kw. (220/480 V), 115 Kg.H<sub>2</sub>/día con concentración en CO menor de 10ppm, 2.75 \$/Kg.H<sub>2</sub>. Además incorpora un sistema de compresión en tres etapas desde la presión de salida (de 0,34 bar a 2 bar) hasta 700 bar, a la cual se almacena.

[[http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii\\_a\\_1\\_aaron.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii_a_1_aaron.pdf)]

En paralelo se ha demostrado otro reformador donde colaboran el DOE y H2Gen Innovations, Inc. con tasa de generación de 113 Kg.H<sub>2</sub>/día, eficiencia de 67.4% y coste de 2.33 \$/Kg.H<sub>2</sub>. Se encuentra en pruebas un modelo que llega a 565 Kg.H<sub>2</sub>/día.

[[http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii\\_a\\_2\\_lomax.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii_a_2_lomax.pdf)]

También está en fase de construcción un prototipo en que trabajan el DOE y The BOC Group, Inc. para demostrar una tecnología de reformado en



membrana de lecho fluido (“*Fluidized Bed Membrane Reactor*”, *FBMR*) junto a un compresor basado en hidruros metálicos (“*Metal hydride-based compressor*”, *MHC*) que proporcionará hidrógeno a una presión de 100 bar, utilizando energía térmica, y a razón de 1,35 Kg.H<sub>2</sub>/h. Se estima que este sistema será capaz de alcanzar rendimientos de 73.3% (debido a la ayuda de la integración y la consecuente cesión de calor al compresor) y precios de 2.81 \$/Kg.H<sub>2</sub>. Se prevé desarrollar un modelo más avanzado con la misma tecnología y una tasa de producción de 1.500 Kg.H<sub>2</sub>/día, una presión tras compresor de 450 bar, un coste de inversión de la unidad de producción de 1,029 millones de \$ (sin instalar) y 4.430 \$/Kg./h como coste de inversión del compresor.

[[http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii\\_a\\_3\\_tamhanrar.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii_a_3_tamhanrar.pdf)].

Otras alternativas están siendo financiadas por el DOE como la investigación en la integración de tres catalizadores en un único reactor (CPO, SMR y WGS) [[http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii\\_a\\_4\\_liu.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii_a_4_liu.pdf)]. o membrana de transporte de hidrógeno (HTM) con WGS [[http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii\\_a\\_5\\_schwartz.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress07/ii_a_5_schwartz.pdf)].

### Producción a pequeña escala

Directed Technologies Inc. (DTI) ha analizado pequeños sistemas de producción partiendo de gas natural que también usan pilas de hidrógeno para generar electricidad para uso local utilizando el mismo reformador de gas natural que suministra hidrógeno para los vehículos de pila de combustible. Analizan estos sistemas basándose en el número de componentes producidos, suponiendo economías de escala en su producción, y concluye podría venderse el hidrógeno inicialmente a 2.60 \$/Kg.H<sub>2</sub> (18.31 \$/GJ), y sería posible vender a 1.68 \$/Kg.H<sub>2</sub> (11.83 \$/GJ) los componentes fueran fabricados en volúmenes de 10.000 unidades.

También se han examinado sistemas similares estimaciones de costes más conservadoras, y hallaron que no sería rentable generar electricidad e hidrógeno pequeñas estaciones de energía donde sólo de 10 a 50 vehículos al día son repostados, pero con precios de 2.84 \$/Kg. (20 \$/GJ) la economía comienza a ser favorable si repostan al menos 50 vehículos. Sin embargo, en generadores situados en edificios en lugares donde el coste de la electricidad es alto, si la producción de hidrógeno es subvencionada con el ahorro en el coste de la electricidad por el uso de pila de combustible, el hidrógeno puede venderse a costes menores y en algunos casos pueden darse ahorros adicionales en las instalaciones de energía. Esta mejora en la economía de los edificios de oficinas con generadores de hidrógeno y electricidad sería posible si hubiera altas cargas eléctricas (200-500 Kw.), se usaran sistemas de pila de hidrógeno con menores costes por Kw. y fuera posible la cogeneración de agua caliente para el uso local.

Existe una estación de hidrógeno que se encuentra en operación en la ciudad de Las Vegas (Nevada, USA). Además de generar electricidad mediante una

pila estacionaria, también es capaz de suministrar hidrógeno y gas natural comprimido (CNG) para repostar, así como mezcla de CNG e hidrógeno.

### Descomposición Térmica

Además de los procesos de reformado vistos anteriormente, puede producirse hidrógeno a partir de gas natural descomponiéndolo térmicamente en hidrógeno y compuestos que incluyen carbono. Una forma para descomponerlo sería mediante un reactor de concentración solar o heliostato el cual suministraría el calor necesario para activar la reacción de descomposición.

Según [Spath et al-2002] han analizado una clase de sistema de reactor solar que permitiría obtener luz solar concentrada del heliostato incidiendo en un reactor externo formado por un tubo de cuarzo, el cual irradiaría a un reactor sólido de grafito con forma de tubo que sucesivamente calentaría un reactor interno poroso de grafito y también con forma de tubo. Se alimentaría con gas natural a través de este último reactor que se encontraría a alta temperatura de forma que la reacción de descomposición tuviera lugar.

El hidrógeno, el carbono y el gas natural sin reaccionar se introducirían en una cámara de filtros para eliminar el carbono. Suponiendo que este co-producto ("carbon black") se vende para uso industrial a 0.66 \$/Kg. y suponiendo una conversión del 70%, [Spath et al-2002] se estima que el hidrógeno así generado (con una superficie de 8.750 m<sup>2</sup> ocupada por el heliostato) podría alcanzar costes del orden de 2.56 \$/Kg.H<sub>2</sub> (18 \$/GJ), también suponiendo un precio para el gas natural de 3.72 \$/GJ. Con heliostatos más pequeños, de 2188 m<sup>2</sup> y 4375 m<sup>2</sup>, los costes correspondientes estimados son 3.41 \$/Kg.H<sub>2</sub> (24 \$/GJ) y 2.84 \$/Kg.H<sub>2</sub> (20 \$/GJ) respectivamente [Spath et al-2002].

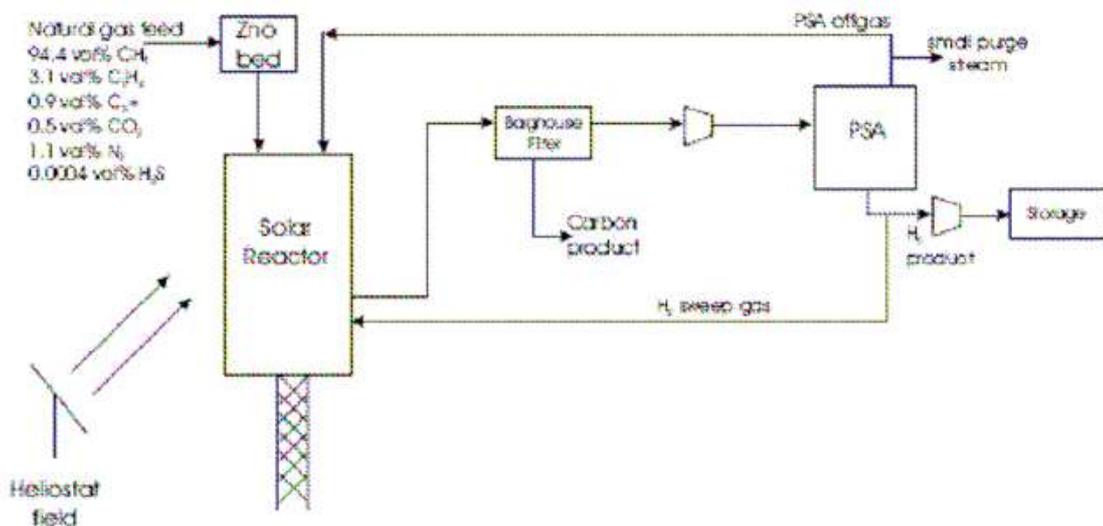


Figura 129: Diagrama de flujo del proceso para aplicación en una estación de generación de hidrógeno. Fuente: National Renewable Energy Laboratory.



También existen procesos pirolíticos para la obtención de hidrógeno que no están demasiado desarrollados. Existen diversos tipos de desarrollos específicos de concentración solar, pero en la actualidad éstos se encuentran en investigación. Algunos proyectos relevantes son:

- SOLREF: Proyecto de la Unión Europea a demostrar en 2012. Pretenden el reformado de gas natural con un reformador de 400 kW alimentado por un campo de heliostatos.
- Proyecto del Tokyo Institute of Technology para crear un reformador solar de metano.

El gas natural como fuente de producción de hidrógeno ocupa las primeras posiciones como combustible de transición en diferentes aplicaciones, pero en cuanto a suministro y distribución, en asuntos de costes en los Estados Unidos el coste ya se ha multiplicado por dos en relación a datos históricos.

El gas natural se presenta probablemente como mejor alternativa para ser un combustible de transición hacia opciones de producción de hidrógeno más limpias y renovables, y debiera ser utilizado en el corto plazo aprovechando su extensa infraestructura .pero en el contexto de la estrategia de producción a más largo plazo debiéramos estar pendientes de las mejoras tecnológicas-. La generación distribuida de hidrógeno a partir de gas natural parece encontrarse entre las opciones más atractivas a corto plazo, al no necesitar el transporte directo de hidrógeno, pero también descarta la posibilidad de capturar y secuestrar el dióxido de carbono [Lipman-2003].

## CARBÓN

Otra vía de generación de hidrógeno la forman los procesos de gasificación POx de carbón y, aunque esta tecnología es menos madura que el reformado SMR de gas natural para la producción de hidrógeno, está también relativamente bien asentada.

Por ejemplo, según [Simbeck-2001] más de quince sistemas de gasificación de carbón se encuentran en activo en el mundo para la producción de hidrógeno orientado a la fabricación de fertilizantes de amoníaco, mayoritariamente en China pero también en los Estados Unidos, Alemania, Japón e India. Existen varios tipos de sistemas de gasificación en la actualidad, cuyas diferencias primarias son el tipo de gasificador (lecho fijo, lecho fluidizado o lecho arrastrado), la temperatura a la que salen los productos y la composición de los mismos [Hirschenhofer-2000].

Todos los tipos de gasificadores usan vapor y aire u oxígeno para oxidar parcialmente el carbón convirtiéndolo en el gas producto y aprovechan el hecho de que la reacción sea exotérmica utilizando el calor. La siguiente tabla muestra una comparación entre los flujos típicos de los efluentes del reformado POx del carbón comparado con los del proceso SMR (gas natural).



| Reformer Effluent | SMR of Natural Gas |                   | Fluidized - Bed Pox Reformation of Coal | Entraimed - Bed Pox Reformation of Coal |
|-------------------|--------------------|-------------------|---|---|
|                   | Reformer Effluent  | Shifted Reformate |   |   |
| H <sub>2</sub>    | 46,3               | 52,9              | 28,3                                    | 28                                      |
| CO                | 7,1                | 0,5               | 33,1                                    | 47,9                                    |
| CO <sub>2</sub>   | 6,4                | 13,1              | 15,5                                    | 6,2                                     |
| CH <sub>4</sub>   | 2,4                | 2,4               | 4,6                                     | 0,2                                     |
| N <sub>2</sub>    | 0,8                | 0,8               | 0,6                                     | 1,6                                     |
| H <sub>2</sub> O  | 37                 | 30,4              | 16,8                                    | 14                                      |
| <b>TOTAL</b>      | <b>100</b>         | <b>100</b>        | <b>98,9</b>                             | <b>97,9</b>                             |

Figura 130: Composición típica de los gases producto de un proceso SMR (gas natural) y de una gasificación (carbón). Fuente: Analysis and Report Prepared for The Natural Resources Defense Council.

Como ocurre con todas las alternativas de generación de hidrógeno partiendo de combustibles fósiles, pero acentuadamente en el caso del carbón, típicamente es necesario eliminar los componentes contaminantes para la mayoría de los tipos de pilas de hidrógeno tras la gasificación. Los contaminantes son H<sub>2</sub>S y otros compuestos que contienen azufre, amoníaco, monóxido de carbono, y alquitranes, aceites y fenoles. El sistema de depuración utilizado depende, en general, de la composición del carbón pero todos ellos añaden un coste y mayor complejidad al proceso de producción, y en muchos casos necesitan ciertos niveles de temperatura que exigen un gran uso intercambiadores de calor [Hirschenhofer-2000].

[Williams-2002] estima unos costes de producción mediante gasificación a gran escala relativamente bajos, 0,88 \$/Kg.H<sub>2</sub> (\$6.25/GJ) suponiendo un precio del carbón de 1,17 \$/GJ. Sin embargo, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas son considerables. La tabla anterior muestra niveles de CO<sub>2</sub> y de CO que suman del orden del doble de los niveles de hidrógeno en los sistemas de gasificación de carbón, y con tres o cuatro veces más hidrógeno que la suma de los niveles de CO<sub>2</sub> y CO se presenta el reformado SMR de gas natural.

Esto sugiere que, para que la producción de hidrógeno vía gasificación de carbón sea práctica en el largo plazo, las emisiones de CO<sub>2</sub> que genera (una vez desplazado el CO) necesitarían ser capturadas y almacenadas. Según las estimaciones de [Williams-2002], la captura y secuestro de CO<sub>2</sub> elevaría el coste de la producción de hidrógeno de 0.55 \$ a 1.25 \$/Kg.H<sub>2</sub> (de 3.87 \$ a 8.80 \$/GJ), lo que supondría un coste total de 1.43 \$ a 2.13 \$/Kg.H<sub>2</sub> (de 10.07 \$ a 15.00 \$/ GJ), dependiendo de si las emisiones de H<sub>2</sub>S pueden capturarse también junto a las de CO<sub>2</sub> (esto reduciría los costes de captura y almacenamiento disminuyendo las estimaciones previas).

[Gray et all-2002] y [Orden et all-2004] obtienen similares costes de producción de hidrógeno a partir de carbón mediante gasificación. Según las estimaciones de [Gray et all-2002], los costes de producción serían de 0.92 \$/Kg.H<sub>2</sub> (6.48 \$/GJ) vertiendo el dióxido de carbono a la atmósfera y de 1.10 \$/Kg.H<sub>2</sub> \$7.75 \$/GJ) con secuestro de CO<sub>2</sub> a un coste de 10 \$/tm de carbono. Con técnicas



**Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.**

**El caso de la producción de Hidrógeno.**



futuras de “gasificación avanzada”, ellos estiman que podría producirse hidrógeno a partir de carbón de forma más eficiente y con costes de 0.79 \$/Kg.H<sub>2</sub> (5.56 \$/GJ), incluyendo los mismos costes de secuestro de CO<sub>2</sub>. Con escalas de producción similares (alrededor de 600.000 Kg.H<sub>2</sub>/día comparados con los 300.000 a 400.000 Kg.H<sub>2</sub>/día de [Gray et al-2002]), [Odgen et al-2004] estiman unos costes para el hidrógeno de 0,81 \$/Kg.H<sub>2</sub> (5,69 \$/GJ) sin secuestro de carbono y de 1,05 \$/Kg.H<sub>2</sub> (7,36 \$/GJ) con secuestro.

El National Research Council estima costes similares de producción carbón-hidrógeno a los que obtienen [Gray et al-2002] y [Odgen et al-2004] aunque a una escala de producción mayor (1.2 millones de Kg.H<sub>2</sub>/día). Estas estimaciones son de 0,96 \$/Kg.H<sub>2</sub> (6,77 \$/GJ) con la tecnología actual y el CO<sub>2</sub> vertido a la atmósfera, 0,71 \$/Kg.H<sub>2</sub> (5,01 \$/GJ) con tecnología futura y el CO<sub>2</sub> igualmente vertido, 1,19 \$/Kg.H<sub>2</sub> (8,39 \$/GJ) con la tecnología actual y secuestro de CO<sub>2</sub> y 0,92 \$/Kg.H<sub>2</sub> (6,49 \$/GJ) con tecnología futura y secuestro de CO<sub>2</sub> [National Research Council-2004]. A una escala de producción relativamente pequeña (150.000 Kg.H<sub>2</sub>/día) [Simbeck-2001] estima costes de 1,62 \$/Kg.H<sub>2</sub> (11.41 \$/GJ), sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub>.

Por otro lado, la gasificación de carbón integrada en ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub> se muestra como una alternativa bastante interesante para producir hidrógeno a medio plazo si la comparamos con las demás fuentes fósiles debido a varias razones: el carbón es el combustible fósil más abundante (se estiman reservas para 200 años [Hurtado et al-2001]), también goza de una distribución geográfica muy variada (lo que evita la formación de grupos de presión), los costes de producción de hidrógeno son muy bajos (aunque requiere inversión muy elevadas comparables a las de una central nuclear actual de agua ligera) [Hurtado et al-2001] y se puede simultanear la producción de hidrógeno con la generación de electricidad.

Esta alternativa está siendo impulsada tanto por el proyecto FUTUREGEN, desde Estados Unidos, como por el proyecto HYPOGEN, desde la unión Europea. El primero de ellos, incluido en la Directiva Presidencial de apoyo a la economía del hidrógeno, pretende construir una planta de 275 MW capaz de generar hidrógeno y electricidad con emisiones nulas. Esto último permitirá valorar las tecnologías de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, ya que se pretenden generar dos millones de toneladas de dióxido de carbono al año. Se pretende comenzar a operar en 2012. El proyecto HYPOGEN se encuentra dentro de la “Iniciativa europea para el crecimiento” de 2003 y trata sobre la construcción de una planta a gran escala para la producción simultánea de hidrógeno y electricidad basada en combustibles fósiles (pues no descartan el uso de gas natural) con captura de CO<sub>2</sub>.

La razón de este fuerte apoyo se debe al 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. Pues el balance energético respecto al poder calorífico del carbón resulta hasta 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 [Hurtado et al-2001]. En España existe una instalación pionera en la tecnología IGCC en Puertollano denominada ELCOGAS que se constituyó en 1992 con una potencia de 335 MWe, cuyo esquema se representa en las figuras siguientes. Desde 2005 están trabajando en integrar en la planta la producción de hidrógeno con captura de CO<sub>2</sub> con arreglo al esquema de la siguiente figura.

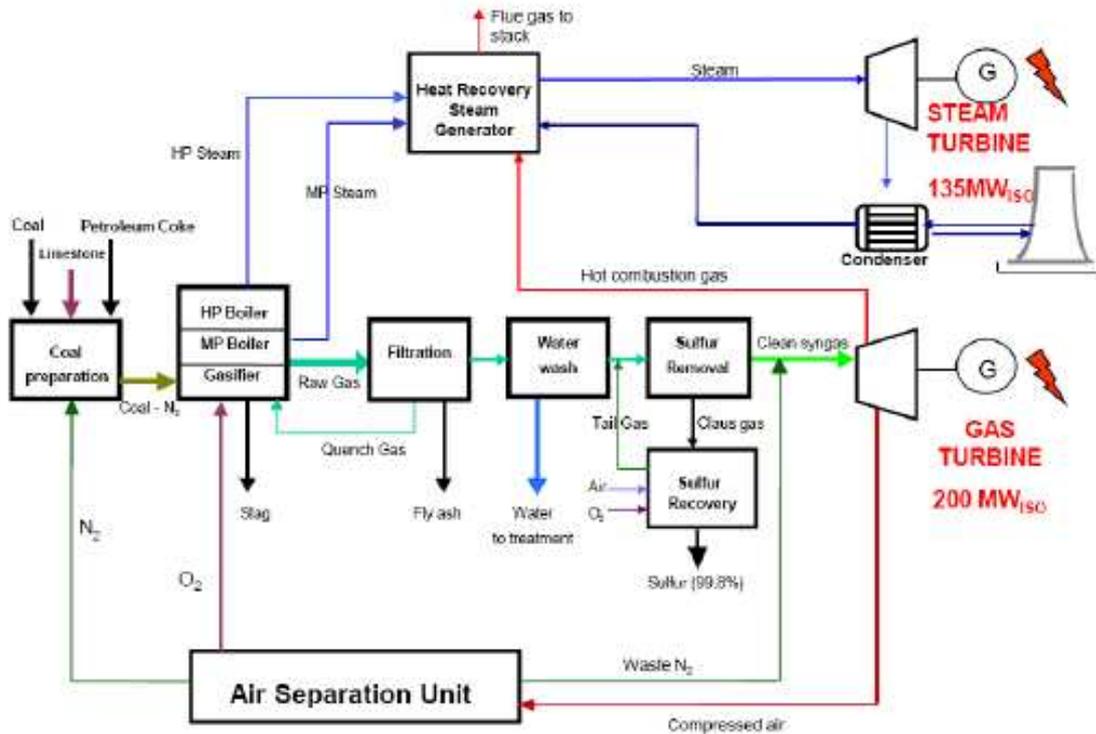


Figura 131: Planta piloto para la integración de la producción de hidrógeno con captura de CO<sub>2</sub> en el GICC de ELCOGAS. Fuente: Prospects for an European Hydrogen Economy.

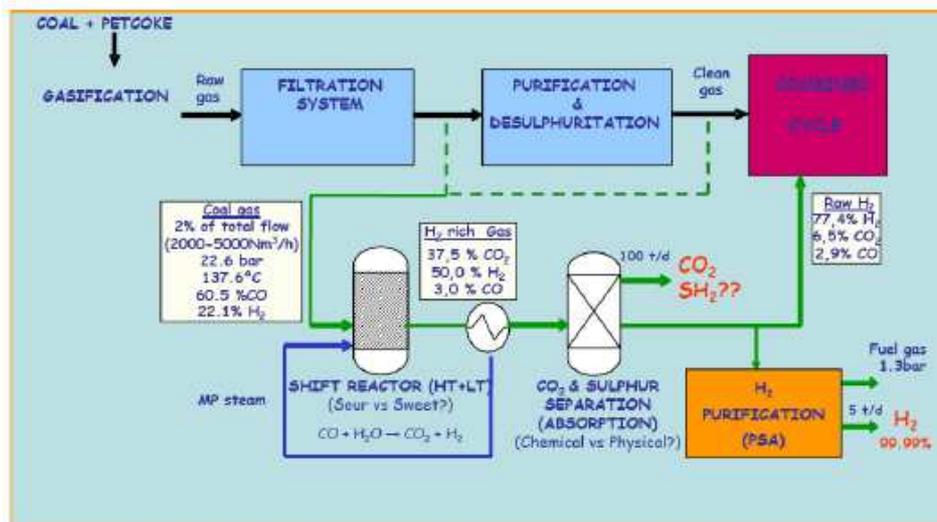


Figura 132: Integración de la producción de hidrógeno en la planta de GICC de ELCOGAS. Fuente: Prospects for an European Hydrogen Economy.



**Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.**

**El caso de la producción de Hidrógeno.**



El rendimiento, en el caso de dedicar la planta completamente a separar CO<sub>2</sub> en el 100% de la producción de gas de síntesis, y el H<sub>2</sub> resultante (70-80%) como combustible en el ciclo combinado, es del 70%.

En el caso particular de la planta piloto de ELCOGAS de 14 MWth, a la que dedican el 2% del gas de síntesis, los costes del hidrógeno producido son:

- Coste de producción estimado: 0,3 €/Kg. a 0,4 €/Kg
- Combustibles: 0,21 €/Kg
- Auxiliares: 0,05 €/Kg
- Otros servicios: 0,04 €/Kg. a 0,14 €/Kg.
- Coste total estimado con amortización a 15 años (Inversión 9 -12 millones de €): 0,7 €/Kg. a 1,0 €/Kg.

Los costes contrastados estarán disponibles en 2010, tras un periodo de pruebas de 1 año de duración. La eficiencia energética hacia hidrógeno, teniendo en cuenta que el combustible está formado por carbón y coque, se espera que sea del orden del 75% según conversaciones con directores de ELCOGAS.

## URANIO

Para que la energía nuclear sea rentable en términos de producción de hidrógeno, ésta debe aplicarse en procesos que requieran alta temperatura, de forma similar a la energía solar concentrada [Hurtado et al-2001].

La energía nuclear se ha propuesto para la producción de hidrógeno con varias alternativas, aparte de la que supone la generación de electricidad y con ésta la electrólisis, puesto que esto puede llevarse a cabo con todas las demás fuentes que contemplamos. Donde sí saca ventaja el uso de la energía nuclear es en la electrólisis de alta temperatura, la cual es expuesta más adelante. En segundo lugar, se contempla también el reformado con vapor de gas natural, usando el calor generado por las plantas nucleares para producir el vapor. Esto reduce las necesidades del gas natural asociadas con la operación de la caldera para recabar el vapor, y ayuda a producir la misma cantidad de hidrógeno con menos cantidad de gas natural. En tercer lugar, puede producirse hidrógeno a partir de la disociación térmica del agua en hidrógeno y oxígeno.

El reformado con vapor obtenido mediante el calor generado por una planta nuclear es una opción donde el reactor nuclear provee el calor necesario para generar vapor en lugar de quemar más gas natural para ello. En este caso, el gas natural actúa solamente como fuente de hidrógeno. Este tipo de sistemas se encuentra en investigación y desarrollo en el presente, con un mayor desarrollo en Japón. En un programa de investigación iniciado en 2001, investigadores japoneses han experimentado con la unión de un reformador con vapor de agua a un reactor test de alta temperatura de 30 MW con un pico de temperatura de 950°C [Forsberg et al-2002].



También es posible generar hidrógeno a partir de energía nuclear a través de procesos termoquímicos que utilizan el calor de alta temperatura para disociar el agua.

Este método puede llevarse a cabo de diferentes formas y, de hecho, se han identificado más de 100 ciclos de los cuales uno se encuentra a la cabeza, el ciclo SI [Bollinger et al-2002] y [Forsberg et al-2002]. En este sistema, el agua se combina con  $\text{SO}_2$  y  $\text{I}_2$  para producir ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) y HI. Entonces el ácido sulfúrico se descompone en agua,  $\text{SO}_2$  y oxígeno aplicando el calor que proviene del reactor nuclear entre  $800^\circ\text{C}$  y  $1000^\circ\text{C}$  y posteriormente el HI se disocia en hidrógeno y yodo. El yodo y el  $\text{SO}_2$  vuelven a usarse en la primera reacción, con el oxígeno atmosférico capturado para usos industriales.

Una estimación prevé que los costes de producción de hidrógeno por esta vía pudieran ser tan bajos como  $1,30 \text{ \$/Kg.H}_2$  ( $9,15 \text{ \$/GJ}$ ), suponiendo un coste combinado de  $686 \text{ \$/kW}$  (térmico) del reactor nuclear ( $371 \text{ \$/kW}$ ) y de la planta de hidrógeno ( $315 \text{ \$/kW}$ ) y suponiendo un 50% de eficiencia [Henderson-2002]. Otra estimación del National Research Council prevé costes de  $1,63 \text{ \$/kgH}_2$  ( $11,50 \text{ \$/GJ}$ ), suponiendo un coste de la planta de producción de 2.5 millones de € que pueda generar 1.2 millones de  $\text{Kg.H}_2/\text{día}$  [National Research Council - 2004]. Otra estimación, los costes de producción de hidrógeno mediante este ciclo se prevé que sean del 60% del coste de la producción vía electrólisis [Forsberg et al-2002].

La energía nuclear juega un papel importante en la producción centralizada de hidrógeno sin emisiones de  $\text{CO}_2$ . Otra ventaja es que, al igual que ocurre en la producción de hidrógeno a través de la gasificación del carbón integrada en un ciclo combinado, la producción de hidrógeno puede realizarse de forma simultánea con la de electricidad, siendo posible desplazar la generación hacia el producto deseado en función de la demanda [Herranz et al-2006].

La generación de energía nuclear es relativamente intensiva en capital y solamente práctica en el caso de plantas de gran tamaño, pero sus costes de operación son relativamente bajos (costes de desmantelamiento de la planta y de disposición/almacenamiento de residuos a largo plazo sin contabilizar, aunque pueden aumentar significativamente los costes globales de este tipo de energía). Con estos costes de operación tan bajos una vez instalada la potencia nuclear, este tipo de energía encaja mejor como generación de base. En momentos de baja demanda, estas plantas y otras de base podrían suministrar electricidad para llevar a cabo procesos de electrólisis, particularmente si la demanda es menor que la potencia que algunas plantas sean capaces de ofrecer.

Además, para disminuir la cantidad de electricidad de origen nuclear al realizar el proceso electrolítico, la electrólisis de alta temperatura es una alternativa muy interesante para su aplicación en plantas nucleares al poder proporcionar éstas el calor necesario originado en sus reactores al agua. De esta forma, si lo comparamos con la energía necesaria para llevar a cabo la electrólisis a baja



temperatura se ahorraría bastante generación de electricidad puesto que a temperaturas de 700° C a 1000° C se necesita menos cantidad de energía eléctrica. Esta energía térmica es menos costosa que la energía eléctrica a la que reemplaza, por tanto estos sistemas pueden, teóricamente, reducir el coste del hidrógeno.

Sin embargo, los sistemas de electrólisis de alta temperatura se encuentran en una etapa temprana de desarrollo y se caracterizan por altos costes de inversión del orden del doble de los costes de los sistemas electrolizadores de baja temperatura [Forsberg et al-2002], y también es probable que tengan asociados altos costes de suministro del hidrógeno debido a los aislados emplazamientos de la mayoría de las plantas nucleares (sobre todo en los Estados Unidos).

Es preciso 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 se encuentra por debajo de los 400° C, lo cual es insuficiente para activar tanto el ciclo termoquímico SI como para que la electrólisis de alta temperatura sea rentable (ambos procesos requieren temperaturas de unos 900° C).

Incluso se encuentran por debajo de la temperatura de reformado mediante membranas de temperatura moderada (500° C 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 no antes de 2030, aunque algunos modelos como los reactores de muy alta temperatura (VHTR) se encuentran en una fase más avanzada (construcción finalizada en 2015 [Advanced Nuclear Research-2005]).

De los seis diseños de reactores de Generación IV, cuatro de ellos permiten la producción de hidrógeno. Estos son: Gas-cooled Fast Reactor (GFR), Very High Temperature Reactor (VHTR), ambos refrigerados por helio y con capacidades por debajo de 300 MWe, Lead-cooled Fast Reactor (LFR), el cual es refrigerado por plomo y bismuto y el Molten Salt Reactor (MSR) refrigerado por sales de flúor fundidas. Los dos últimos diseños admiten potencias de 1.000 MWe (como las de los actuales de Generación II). De entre los cuatro diseños, el que se perfila con mayores posibilidades para su construcción final es el VHTR [Linares et al-2005].

Un reactor tipo VHTR de unos 165 MWe ha sido construido por ESKOM en Sudáfrica. La finalización de su construcción fue 2008 y el comienzo de su operación comercial en 2010 [Spath et al-2002]. También JAERI comenzó en 2001 un programa basado en un reactor VHTR cuyo prototipo se pretende esté listo en 2010. Los rendimientos de estas plantas se prevé que sean del 45% al 47%. Recientemente [Herranz et al-2006] se está trabajando en una nueva planta tipo VHTR con recalentamiento y ciclo directo que presenta grandes

ventajas para el seguimiento de cargas parciales y con capacidad para producir simultáneamente hidrógeno y electricidad.

Puede concluirse que los procedimientos adecuados para la producción de hidrógeno utilizando energía 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 descarbonización, aunque la investigación en ellos se aplica más a la energía solar de alta temperatura.

### Fuentes renovables.

Las energías renovables presentan un gran atractivo para la producción de hidrógeno y debido a su gran diversidad tienen diferentes niveles de desarrollo. Hoy en 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 descarbonización de combustibles fósiles utilizando energía solar y a partir de 2020 se espera tener disponibles los procesos termoquímicos por energía solar y los fotoquímicos. Podría resumirse el escenario temporal en tres etapas: en una primera, casi todo el hidrógeno procede de combustibles fósiles; en una segunda, las renovables serán capaces de producir la descarbonización de estos combustibles; y en una tercera se llegaría a la separación termolítica del agua mediante ciclos termoquímicos.

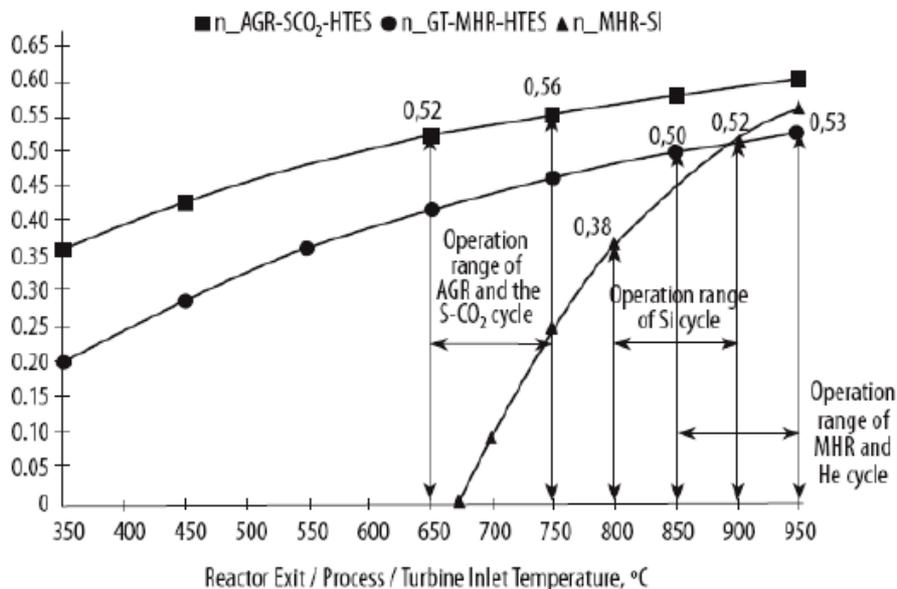


Figura 133: Rendimientos en la conversión térmica a hidrógeno con diferentes tecnologías nucleares. Fuente: Ciclo del Hidrógeno, Club Español de la Energía. Reactor avanzado refrigerado por gas (baja temperatura) siguiendo un ciclo supercrítico con CO<sub>2</sub> y produciendo hidrógeno mediante electrólisis 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.



En cuanto a los costes, la siguiente tabla resume los previstos para las tecnologías renovables principales tanto de forma absoluta como híbridadas con combustibles fósiles.

| <b>Basado en el híbrido solar-fósil</b>                        |  |               |
|--|--|---------------|
| Reformado solar del gas natural                                | Calor del proceso solar: 16 \$/MWh                         | Syngas:<br>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 <sub>2</sub> S                          | Crédito para la venta de S <sub>2</sub>                    | 40-50         |
| <b>Basado 100% en energías renovables</b>                      |  |               |
| Termólisis solar directa del H <sub>2</sub> O                  | Materiales; separación H <sub>2</sub> /O <sub>2</sub>      |               |
| 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           |

**Figura 134: Costes previstos de producción de producción de hidrógeno con diversas tecnologías. Fuente: Club Español de la Energía.**

## SOLAR

Aunque a nivel masivo la mayor aplicación de la energía solar es la de alta temperatura, también son posibles otros escenarios como la electrólisis de alta temperatura que se trata en el apartado correspondiente a ella. En cuanto a las tecnologías masivas, puede generarse hidrógeno a partir de energía solar usando de forma concentrada la radiación solar para calentar el vapor de agua a temperaturas de más de 1.727°C (2.000 K), donde se disocia en hidrógeno y oxígeno. La producción de hidrógeno por esta vía se ve favorecida si la temperatura es aún más alta generándose mayores cantidades mientras la temperatura aumente hasta 2.727°C (3.000 K) y la presión disminuya [Glatzmaier et all-1998]. Por tanto, en ausencia de limitaciones de los materiales y de operación y considerando el balance energético global, la



**Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.**

**El caso de la producción de Hidrógeno.**



producción de hidrógeno mediante vía solar térmica debiera ser llevada a cabo a alta temperatura y bajos niveles de presión. Con objeto de optimizar el proceso en cuanto a eficiencia, la entalpía del hidrógeno separado y del oxígeno a alta temperatura puede recuperarse con un intercambiador de calor para que el agua entre al sistema a una temperatura mayor, y por tanto se reduzca la necesidad de suministrar dosis tan altas de energía solar.

[Glatzmaier et al-1998] muestra diseños generales de sistemas solares térmicos para la generación de hidrógeno, pero no analiza cuantitativamente estos sistemas debido a su temprana etapa de desarrollo y la escasez de conocimiento tecnológico sobre los materiales con potencial y métodos de generación por esta vía. [Odien et al-1993] ofrece estimaciones de estos sistemas, suponiendo que la producción se realizase en el suroeste americano.

Estiman que se podrá producir hidrógeno a partir de energía solar térmica a unos costes de 2,56 \$ a 3,55 \$/kg.H<sub>2</sub> (18\$ a 25 \$/GJ) suponiendo una tasa de descuento del 6% y de 3,83 \$ a 5,11 \$/Kg.H<sub>2</sub> (27 \$ a 36 \$/GJ) con una tasa de descuento del 12%. La energía solar de alta temperatura puede obtenerse de las centrales de torre (Plataforma Solar de Almería, perteneciente al CIEMAT) o de discos parabólicos.

Estos sistemas son capaces de alcanzar las elevadas temperaturas necesarias ya comentadas. La tecnología del campo de heliostatos es relativamente madura, con costes por área del campo de 150€/m<sup>2</sup>, habiéndose demostrado temperaturas alcanzadas mayores de 1.000°C y densidades de potencia en el receptor de más de 2 MW/m<sup>2</sup>. Se han desarrollado modernos sistemas de control y se prevé una reducción de costes del 60% para el año 2015.

De hecho, las primeras centrales de torre están cerca de ser comercializadas aunque a día de hoy resultan dos veces y media más caras que las de combustible fósil [Romero-2006].

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

- Disociación térmica del Zn/ZnO de forma directa.
- Ciclos SI, por ejemplo a través del proyecto HYTHEC de la Unión Europea.

Incluido en el Hydrogen Program del DOE se encuentran abiertas algunas vías de investigación para optimizar tanto los ciclos termoquímicos en coste y eficiencia tanto los costes de inversión en la tecnología de heliostatos. Los objetivos que se les ha marcado se detallan en la siguiente tabla.

|  |  |  |
|--|--|--|
|  | <b>Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.</b><br><br><b>El caso de la producción de Hidrógeno.</b> |  |
|--|--|--|

| Características                          | Unidades              | Estado 2008 | Objetivo 2012 | Objetivo 2017 |
|--|-----------------------|-------------|---------------|---------------|
| Coste de hidrógeno de ciclo termoquímico | \$/gge H <sub>2</sub> | 10,00       | 6,00          | 3,00          |
| Coste de Capital de Heliostatos          | \$/m <sup>2</sup>     | 180         | 140           | 80            |
| Eficiencia Energética del Proceso        | %                     | 25          | 30            | >35           |

**Figura 135: Objetivos del DOE en la investigación de ciclos termoquímicos y de la tecnología de heliostatos. Fuente: Energy and the Hydrogen Economy.**

También desde el DOE se está impulsando, a más largo plazo y pensando en generación descentralizada, los procedimientos fotoelectroquímicos que se presentan prometedores con oportunidades para reducir costes. En el caso de los procesos fotobiológicos, se encuentran en una fase de investigación muy temprana sin apenas objetivos marcados.

| Características                              | Unidades | Estado 2006 | Objetivo 2013 | Objetivo 2018 |
|--|----------|-------------|---------------|---------------|
| Ancho de Banda de Semiconductores utilizados | eV       | 2,8         | 2,3           | 2,0           |
| Eficiencia del proceso de conversión química | %        | 4,0         | 10,0          | 12,0          |
| Eficiencia de la Planta Solar a Hidrógeno    | %        | N/A         | 8             | 10            |
| Durabilidad de la Plana                      | Horas    | N/A         | 1.000         | 5.000         |

**Figura 136: Objetivos del DOE en la investigación de procedimientos fotoelectroquímicos. Fuente: Energy and the Hydrogen Economy.**

## BIOMASA

La producción de hidrógeno a partir de biomasa es potencialmente atractiva debido a varias razones. En primer lugar, la biomasa es una fuente renovable a corto plazo que puede producirse en grandes cantidades e indefinidamente. El International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) estima en la actualidad el potencial de la biomasa en todo el mundo alrededor de 250 EJ, y para 2050, por encima de 350 EJ.

Estos valores son comparables con el consumo global de combustibles fósiles actual de alrededor de 300 EJ y con la demanda global de combustible no destinado a generación de electricidad estimada de 286 EJ en 2025 y 289 EJ en 2050 [Odien et al-1993] (basado en los escenarios del Panel Intergubernamental para el cambio climático). En otros términos, el potencial a corto plazo de la biomasa está prácticamente a la par con el consumo de combustibles fósiles en el momento presente, y podría crecer hasta ser mayor que el consumo de energía no destinada a la generación eléctrica mundial en el horizonte 2025 a 2050.



En segundo lugar, al eliminarse  $\text{CO}_2$  de la atmósfera durante el crecimiento de la biomasa, producir hidrógeno a partir de esta fuente fundamentalmente lo libera de nuevo a la atmósfera sin aumentar la cantidad neta del mismo (realmente depende de la utilización de fertilizantes y otros factores). En tercer lugar, a diferencia de algunas fuentes renovables de hidrógeno con limitaciones geográficas debido a la disponibilidad, los recursos de biomasa están relativamente ampliamente distribuidos en el mundo. En cuarto lugar, la producción de biomasa puede generar co-productos de valor además del calor residual, como pegamentos, carbón negro, carbón activo, polímeros, fertilizantes, etanol, ácidos diversos, combustible diesel para procesos de Fischer-Tropsch, ceras y metanol. Mediante la explotación de estos co-productos, es probable mejorar la economía de la producción de hidrógeno con biomasa.

Las tecnologías de conversión de biomasa pueden dividirse en procesos termoquímicos (pirólisis y gasificación) y bioquímicos (fermentación alcohólica, digestión anaeróbica y procesos metabólicos como la biofotólisis). En general, los procesos termoquímicos se emplean en sistemas centralizados y los biológicos en descentralizados, siendo éstos más lentos y costosos que los primeros [Gonzalez-2006] ya que los procesos termoquímicos pueden operar a mayores temperaturas y por tanto obtener mayores tasas de conversión. También pueden alimentarse con un amplio rango de tipos de biomasa. Por el contrario, los procesos bioquímicos sólo pueden alimentarse con carga mojada y azucarada. [Milne et al-2002] muestra el estado del arte en que estos procesos se encuentran y también el de las tecnologías de obtención de hidrógeno de biomasa en general, y [Spath et al-2000] presenta un análisis detallado de los aspectos económicos de la producción mediante tres tipos sistemas termoquímicos punteros.

“Producir Gas” es el nombre que reciben los gases combustibles generados a partir de biomasa. Está formado por  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  e  $\text{H}_2$ . El “Producir Gas” es similar al gas de síntesis generado con carbón. Puede incrementarse la generación de hidrógeno sometiendo el “Producir Gas” a un desplazamiento con agua (WGS), y después purificarlo en una etapa PSA.

La primera opción termoquímica para generar hidrógeno es realizar una gasificación aplicando calor con reformado con vapor y después desplazar con agua y purificar en una etapa PSA. Una segunda opción es gasificación con soplado de oxígeno con reformado con vapor, donde el oxígeno puro reacciona en lugar del aire. Otra opción es pirólisis con reformado con vapor. Como con gasificación y reformado, estos procesos pueden seguirse de una purificación PSA u otras alternativas.

La producción de hidrógeno mediante la gasificación de biomasa comienza con un preproceso según el tipo de biomasa para secarla y condensarla. Después se gasifica, en la gasificación con calentamiento indirecto circula arena caliente entre el carbonizador y el depósito de gasificación la cual suministra calor al proceso de gasificación endotérmico. Posteriormente, el “Producir Gas” se



refrigera (y se presuriza en caso de que vaya a purificarse en una unidad PSA), se reforma y se desplaza con agua para aumentar la conversión [Spath et al-2000]. La eficiencia térmica global de estos sistemas indirectos puede llegar al 69% (respecto al poder calorífico superior).

En un análisis económico de un gasificador con calentamiento indirecto, [Spath et al-2000] estima precios de venta a puerta de central de 1,12 \$/Kg.H<sub>2</sub> (7,90 \$/GJ) a 1,19 \$/Kg.H<sub>2</sub> (8,41 \$/GJ) sin tasa de retorno y de 2,31 \$/Kg.H<sub>2</sub> (16,28 \$/GJ) a 2,87 \$/Kg.H<sub>2</sub> (20,18 \$/GJ) con una tasa de retorno del 20%, según escala de producción. El otro tipo de gasificador es el de soplado de oxígeno, que incorpora una unidad de separación de aire que produce un oxígeno relativamente puro. También difieren en que el gasificador se enciende directamente, y en que éste opera a mucha mayor presión. La eficiencia es menor en este caso, del orden del 57% (en base al PCS).

En cuanto a los costes de producción, y también según la escala de producción y la tasa interna de retorno, el precio estimado de venta va desde 1,19 \$/Kg.H<sub>2</sub> (8,40 \$/GJ) hasta 1,20 \$/Kg.H<sub>2</sub> (8,48 \$/GJ) con tasa nula y de 2,67 \$/Kg.H<sub>2</sub> (18,77 \$/GJ) a 3,52 \$/Kg.H<sub>2</sub> (24,81 \$/GJ) con una del 20% [Spath et al-2000]. El National Research Council también ha estimado los costes actuales y potenciales del hidrógeno obtenido con este segundo tipo de gasificador a media escala de producción (24.000 khH<sub>2</sub>/día) siendo de 4,63 \$/Kg.H<sub>2</sub> (32,65 \$/GJ) con la tecnología actual y de 2,21 \$/Kg.H<sub>2</sub> (15,59 \$/GJ) con la futura y el CO<sub>2</sub> vertido a la atmósfera. Si se decide capturar el CO<sub>2</sub>, el NRC estima costes de 5,08 \$/Kg.H<sub>2</sub> (35,83 \$/GJ) con la tecnología actual y de 2,53 \$/Kg.H<sub>2</sub> (17,84 \$/GJ) con la futura.

En la producción termoquímica de hidrógeno mediante pirólisis, se utilizan fuentes de calor a temperaturas de 400°C a 800°C para volatilizar los sólidos orgánicos convirtiéndolos en gases y líquidos. Como la biomasa puede volatilizarse al 70% - 90%, la pirólisis es efectiva. En primer lugar, la biomasa debe secarse y después convertirla en aceite, gases y carbonilla mediante una pirólisis rápida en reactor de lecho fluidizado.

Los dos últimos se queman para proporcionar calor y los aceites se refrigeran, condensan, se reforman y se desplazan con agua. Este proceso genera fenol como coproducto. La eficiencia global del proceso se estima en un 47.9% (respecto al PCS) [Iwasaki-2003]. Teniendo en cuenta la correcta gestión de la venta del fenol, los costes estimados de este tipo de pirólisis son relativamente bajos y varían desde 0,75 \$/Kg.H<sub>2</sub> a 0,93 \$/kgH<sub>2</sub>, (5,30 \$/GJ a 6,57 \$/GJ) sin tasa interna de retorno. Suponiendo una tasa de retorno de un 15%, los costes varían de 1,39 \$/Kg.H<sub>2</sub> a 1,62 \$/Kg.H<sub>2</sub> (9,79 \$/GJ a 11,41 \$/GJ) [Spath et al-2000]. Según otra estimación, 1,09 \$/Kg.H<sub>2</sub> (7,70 \$/GJ), suponiendo que el fenol se vende a 0,44 \$/Kg. [French et al-2000].

La producción de hidrógeno con biomasa compite con la producción de biocombustibles que resultan más sencillos de introducir en el mercado. En

|  |  |  |
|--|--|--|
|  | <b>Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.</b><br><br><b>El caso de la producción de Hidrógeno.</b> |  |
|--|--|--|

este sentido, el uso de biomasa resulta atractivo combinado con la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, pues resultan emisiones negativas.

Según [Romero-2006], los procesos termoquímicos presentan una eficiencia entre el 42% y el 72% y un coste de producción de 100 €/Mw.h, habiéndose demostrado producciones por gasificación de 100.000 a 400.000 Kg.H<sub>2</sub>/día y estando la pirolisis en un estado comercial. Los retos que se plantean en la investigación para mejorar los procesos de gasificación y pirolisis 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.

Por otro lado, la otra vía de conversión de biomasa contiene la gasificación biológica, o digestión anaerobia de biomasa húmeda usando bacterias con capacidad de fermentación. Este proceso genera biogás, formado por metano y CO<sub>2</sub>. El biogás puede entonces convertirse en un flujo de gas rico en hidrógeno mediante procesos de reformado SMR y desplazamiento con agua, como en los casos anteriores. También se obtienen co-productos útiles para la fabricación de fertilizantes. Puede generarse hidrógeno, además de a partir de cultivos, desde residuos de la agricultura y abonos. Ambas son fuentes muy económicas, cuyos costes ya distribuido se estiman en 2,30 \$/Kg.H<sub>2</sub> (16,32 \$/GJ) para el caso del abono y en 2,65 \$/Kg.H<sub>2</sub> (18,80 \$/GJ) para el caso de residuos que provienen de la agricultura, según [Meyers et all-2003].

En la siguiente tabla se muestran los objetivos del DOE [<http://www.teledyneenergysystems.com>] en materia de pirolisis y gasificación. Los rendimientos se basan en el poder calorífico inferior de la biomasa.

| Características            | Unidades    | Objetivo 2012 | Estado Actual 2007 |
|----------------------------|-------------|---------------|--------------------|
| Coste Hidrógeno            | \$/gge      | 1,60          | 1,58               |
| Inversión de Capital Total | Millones \$ | 150           | 203                |
| Eficiencia Energética      | %           | 43            | 46,6               |

**Figura 137: Objetivos del DOE para la producción de hidrógeno a partir de la gasificación o la pirolisis de biomasa. Fuente: Energy and the Hydrogen Economy.**

El DOE también se marca unos objetivos para la producción distribuida de hidrógeno a partir de líquidos bioderivados (obtenidos previamente de biomasa) mediante procesos de reformado que se muestran en la siguiente tabla.

| Características                                  | 2012      | 2017      | Estado Actual |
|--|-----------|-----------|---------------|
| Eficiencia Energética de la Unidad de Producción | 72,0      | 65-75     | 50            |
| Coste de Capital de la Unidad de Producción      | 1,0 Mill. | 0,6 Mill. | 1,5 Mill.     |
| Coste Hidrógeno Total \$/gge                     | 3,80      | <3,00     | 4,50          |

**Figura 138: Objetivos del DOE para la producción de hidrógeno a partir de líquidos bioderivados. Fuente: Energy and the Hydrogen Economy.**



## OTRAS FUENTES RENOVABLES

Los residuos sólidos urbanos suponen otra posible fuente de generación de hidrógeno así como los gases de vertedero. Los costes de inversión de estos sistemas suelen ser mayores que los de las plantas de biomasa debido a que deben realizarse procesos adicionales cuando se trata de estos tipos de carga, pero debido a su coste nulo o incluso negativo los costes asociados a la vida útil de las plantas de residuos sólidos urbanos podrían ser comparables a los de las plantas de generación de hidrógeno a partir de biomasa [Williams-2002]. [Meyers et al-2003] estiman que el hidrógeno ya distribuido puede generarse a partir de gases de vertedero o residuos sólidos urbanos a un coste de 2,50 \$/Kg.H<sub>2</sub> en el caso de Estados Unidos.

El gas de vertedero en particular se ha utilizado con éxito para generar electricidad mediante pilas de hidrógeno estacionarias en varios lugares de Estados Unidos donde se han implantado sistemas de recuperación de gases de vertedero. Las pilas de ácido fosfórico han sido las más empleadas hasta la fecha para llevar a cabo estos procesos, pero las pilas de óxidos sólidos y las de carbonatos fundidos se muestran prometedoras para la utilización con este tipo de gas al ser más tolerantes con las impurezas [Xenergy-2002].

Por último, existen procesos naturales biológicos mediante algas verdes eucarióticas. En concreto las especies *Chlamydomonas reinhardtii* generan hidrógeno, particularmente cuando se les priva de sulfuro inorgánico y se les satura con luz y cuando la evolución fotosintética del oxígeno se separa del hidrógeno producido [Mells et al-2000]. En la investigación reciente, se han desarrollado nuevos métodos para regular el proceso de producción de estas algas.

Esta labor de investigación es digna de mención pues muestra que existen métodos prácticos para producir hidrógeno con algas continuamente durante varios días, en vez de en las pequeñas cantidades y cortos períodos que previamente se habían detectado. [Mells et al-2000] han demostrado niveles de producción de hidrógeno de 140 ml de hidrógeno por litro de algas durante más de 80 horas, y creen que es posible aumentar significativamente la tasa de producción con más investigación. Aún no se han desarrollado sistemas comerciales para producir hidrógeno de esta manera, pero el DOE se ha fijado unos objetivos de 16 \$/Kg.H<sub>2</sub> (113 \$/GJ) en el medio plazo y un objetivo a más largo plazo de para un sistema continuo de 1,30 \$/KgH<sub>2</sub> a 2,30 \$/KgH<sub>2</sub> (de 9,15 \$/GJ a 16,20 \$/GJ) [Padro-2002].

### **Electrólisis.**

Los electrolizadores con tecnología más madura se basan en electrolitos alcalinos, generalmente compuestos de hidróxido de potasio. Sin embargo, se están desarrollando nuevas tecnologías de electrolizadores que se basan en tres o más tecnologías avanzadas:



- a) Electrólisis con electrolito de membrana de polímero sólido (las mismas membranas de las PEMFC).
- b) Electrólisis de vapor a alta temperatura.
- c) Electrólisis de vapor con gas natural.

Los electrolizadores con electrolito de polímero sólido se caracterizan por mayores costes de inversión que los alcalinos, pero se espera que estos costes disminuyan con la maduración de la tecnología y que produzcan volúmenes mayores. Sin embargo, los electrolizadores tipo PEM tienen las ventajas de contar con mayores eficiencias de operación que los alcalinos, y la posibilidad de operar reversiblemente como pilas de tipo PEM generando corriente.

La ventaja de los electrolizadores de vapor de alta temperatura se debe al hecho de que requieren un voltaje mucho menor para separar el agua a temperaturas de 900°C a 1.000°C que el necesario a temperatura ambiente [Odien et al-1993]. Estos electrolizadores de alta temperatura usarían ante todo materiales cerámicos, pero las altas temperaturas de estas unidades presentan complicaciones en cuanto a materiales y fabricación, y su complejidad global ha supuesto una barrera para su comercialización.

La electrólisis de vapor asistida con gas natural ha sido recientemente investigada por el Lawrence Livermore National Laboratory. Consiste en que se suministra gas natural a los ánodos de los electrolizadores de vapor de alta temperatura en vez de aire. El gas natural reduce la cantidad de electricidad a suministrar, pues es menor que en el caso de la electrólisis de vapor.

Esto se debe a que el ión oxígeno portador de carga en estos sistemas (de la molécula de agua) cruza más fácilmente la membrana debido a su afinidad para reaccionar y oxidar las moléculas de metano, y esto permite una electrólisis a menores voltajes que los necesarios con sistemas convencionales (alrededor de un voltio o más por pila). Esta reducción en las necesidades eléctricas da como resultado una eficiencia del 60% al 75%, en términos de entradas de energía primaria, comparada una eficiencia del 40% en una electrólisis alcalina convencional suponiendo una red eléctrica media americana [Pham et al-2002].

La electrólisis puede llevarse a cabo con diversidad en las escalas de producción. Una ventaja potencial importante es que es práctica la producción a pequeña escala, y esto puede reducir o incluso eliminar la necesidad de crear una red de distribución de hidrógeno. Sin embargo, la electrólisis a gran escala, como en el caso de la variante asistida por energía nuclear comentada posteriormente, requeriría una red de distribución (bien sea mediante camiones de hidrógeno comprimido o licuado o bien mediante una red de tuberías). Estas opciones suponen costes importantes para su distribución.

Los electrolizadores tienen la ventaja de producir hidrógeno puro, la capacidad de generarlo a relativamente altas presiones directamente (en el caso de los PEM), y la capacidad de utilizar casi cualquier combustible primario para



producir electricidad. Entre las desventajas se encuentran el alto coste de inversión (particularmente los electrolizadores PEM de baja temperatura que como las pilas PEM requieren catalizadores basados en platino), la disminución de las eficiencias con la tasa de producción para un sistema dado y la incierta durabilidad de los novedosos electrolizadores PEM que se comenzaron a comercializar en 2004.

Los costes de producción de hidrógeno mediante electrólisis dependen del tipo de electrolizador (con los correspondientes costes de inversión y eficiencias), así como de los costes de la electricidad y otros “inputs”. Para producciones a gran escala mediante electrólisis alcalina convencional, los electrolizadores Norsk Hydro anuncian unos costes potenciales de 2,96 \$/Kg.H<sub>2</sub> (20,9 \$/GJ), suponiendo una planta que genera 4.000 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h, los costes de inversión del electrolizador serían de 13 millones de \$, y los costes de la electricidad de 0,029 \$/Kw.h.

Los costes de los electrolizadores PEM son altos en la actualidad, alrededor de 1.000 \$/Kw. [<http://www.hyways.de>], similares a los de las pilas PEM puesto que son unidades similares que operan inversamente.

Posteriormente se tratan varias tecnologías para producir electricidad que pueden usarse para, directamente, electrolizar el agua y producir hidrógeno. La producción de hidrógeno puede unirse a cualquiera de estos métodos, o utilizar la energía eléctrica del “Mix”. Dado el “Mix” actual de tecnologías, La electrólisis directa utilizando la energía de la red no favorece en términos de empleo de energía y emisiones de efecto invernadero, pero la situación mejorará con reducciones futuras en emisiones de generación y puede tornarse altamente favorable si se emplean sistemas de energía nuclear o renovable.

#### Electrólisis con energía de la red

En este caso el “Mix” de generación resulta crucial en el aspecto económico y en el impacto ambiental. Particularmente allí donde el “Mix” incluya grandes proporciones de generación con carbón, el impacto ambiental de este tipo de producción quizá resulte poco atractivo. Allí donde el “Mix” sea menos permisivo con las emisiones e incluya cantidades significativas de renovables o generación limpia, el impacto ambiental de generar hidrógeno con energía eléctrica de la red resultará más atractivo. Por tanto, el punto clave es que el impacto ambiental de la electrólisis potenciada con energía de la red puede variar ampliamente, y también varía según la eficiencia global del sistema electrolizador.

El National Research Council ha analizado los costes de generar hidrógeno utilizando energía de red a dos escalas diferentes y basándose en la tecnología de los electrolizadores actual y la futura. A una escala media de 24.000 Kg.H<sub>2</sub>/día y con unos costes de electricidad al por mayor de 0,045 \$/Kwh, el NRC estima unos costes actuales de producción de hidrógeno de 4,70 \$/Kg.H<sub>2</sub> (33,15 \$/GJ) y unos costes potenciales para el futuro de 2,30 \$/Kg.H<sub>2</sub> (16,22



\$/GJ). A una escala de producción de 480 Kg.H<sub>2</sub>/día y con costes comerciales de electricidad de 0,07 \$/Kwh, el NRC estima unos costes actuales de 6,58 \$/Kg.H<sub>2</sub> (46,41 \$/GJ) y unos costes futuros de 3,93 \$/Kg.H<sub>2</sub> (27,72 \$/GJ) [National Research Council-2004].

### Electrólisis con fuentes renovables

Puede producirse hidrógeno a partir de fuentes renovables mediante tres alternativas:

- En primer lugar, la electricidad generada mediante fuentes renovables puede usarse para disociar moléculas de agua vía electrólisis.
- En segundo lugar, el agua puede disociarse térmicamente si utilizamos fuentes renovables que ofrezcan grandes cantidades de calor como es el caso de la solar térmica, sin necesidad de uso de corriente.
- En tercer lugar, la biomasa y otros tipos de carga pueden usarse para generar hidrógeno mediante procesos de gasificación, descritos anteriormente.

### ENERGÍA EÓLICA

Se presenta como una opción interesante por dos razones fundamentales. Primero, la energía eólica es particularmente competitiva económicamente entre las demás fuentes renovables con costes de 0,04 \$/kWh a 0,05 \$/kWh en lugares apropiados. Esto significa que el hidrógeno generado con electrolizadores conectados a granjas eólicas tendrán costes más bajos que con otras alternativas renovables. Segundo, la disponibilidad de viento tiende a ser altamente variable por el día y también fluctúa por estaciones.

Esto hace que la energía eólica sea un recurso difícil del que depender, pero al mismo tiempo la producción de hidrógeno con la energía disponible en momentos de baja demanda puede ayudar a compensar el potencial del viento (aplanarlo). En conjunto con el uso de pilas de hidrógeno, generando hidrógeno en momentos de baja demanda eléctrica puede transformar este tipo de fuente en un recurso despachable debido al almacenamiento como un sistema "buffer".

[Odien et al-1993] estimaron, hace quince años que el hidrógeno podría producirse en lugares de "excelente" viento (con velocidades de 10 m/s) por aproximadamente 1,56 \$/Kg.H<sub>2</sub> (11,00 \$/GJ) suponiendo una tasa de descuento del 6% y por 2,27 \$/Kg.H<sub>2</sub> (16,00 \$/GJ) con una del 12%. En emplazamientos de "buen" viento (velocidades de 8.5 m/s), los costes estimados son de 2,41 \$/Kg.H<sub>2</sub> (17,00 \$/GJ) con tasa de descuento del 6% y de 3,55 \$/Kg.H<sub>2</sub> (25,00 \$/GJ) con una del 12%. Estas estimaciones son para hidrógeno obtenido exclusivamente de energía eólica, sin asistencia desde la red.

[Spath et al-1998] estimaron que el hidrógeno podría generarse a partir de energía eólica exclusivamente, con una configuración para ello, por 7,10  $\$/\text{Kg.H}_2$  (50,00  $\$/\text{GJ}$ ) en el corto plazo, y por 4,00  $\$/\text{Kg.H}_2$  (28,20  $\$/\text{GJ}$ ) en 2010. Si uniéramos los sistemas eólica-hidrógeno con la red parece que los costes de la producción de hidrógeno mejoran, especialmente a corto plazo, donde parte de la electricidad para la electrólisis proviene de la red. Se estima que estos sistemas produzcan hidrógeno por 3,90  $\$/\text{Kg.H}_2$  (27,50  $\$/\text{GJ}$ ) en el corto plazo y por 3,00  $\$/\text{Kg.H}_2$  (21,10  $\$/\text{GJ}$ ) en torno a 2010. Estas estimaciones suponen unos costes de energía eólica de 900  $\$/\text{Kw}$ . en el 2000 y de 700  $\$/\text{Kw}$ . en 2010, y factores de capacidad del viento del 35% (2000) y del 40% (2010).

[Padro-2002] estima 1,14  $\$/\text{Kg.H}_2$  (8,00  $\$/\text{GJ}$ ) en pequeños sistemas eólica-hidrógeno, y de 1,86  $\$/\text{Kg.H}_2$  a 2,63  $\$/\text{Kg.H}_2$  (de 13,00  $\$/\text{GJ}$  a 18,50  $\$/\text{GJ}$ ) en pequeños y medianos sistemas conectados a red.

[National Research Council-2004] estima para la producción de hidrógeno a partir de energía eólica unos costes de 10,69  $\$/\text{Kg.H}_2$  (75,39  $\$/\text{GJ}$ ) con la actual tecnología y producción exclusiva eólica, a 6,81  $\$/\text{Kg.H}_2$  (48,03  $\$/\text{GJ}$ ) con la actual tecnología y con conexión a red. Con las mejoras futuras, el NRC proyecta grandes recortes en producciones a gran escala para sistemas eólica-hidrógeno (con costes de 2,86  $\$/\text{Kg.H}_2$  o 20,17  $\$/\text{GJ}$ ), con reducciones para los sistemas conectados a red también (costes de 3,50  $\$/\text{Kg.H}_2$  o 24,68  $\$/\text{GJ}$ ). Estas estimaciones suponen una producción de 480  $\text{Kg.H}_2/\text{día}$  para los sistemas conectados a red y de 1,2  $\text{Kg.H}_2/\text{día}$  a 16  $\text{Kg.H}_2/\text{día}$  para producción sólo con eólica.

A continuación se muestran los dos posibles esquemas de conexión.

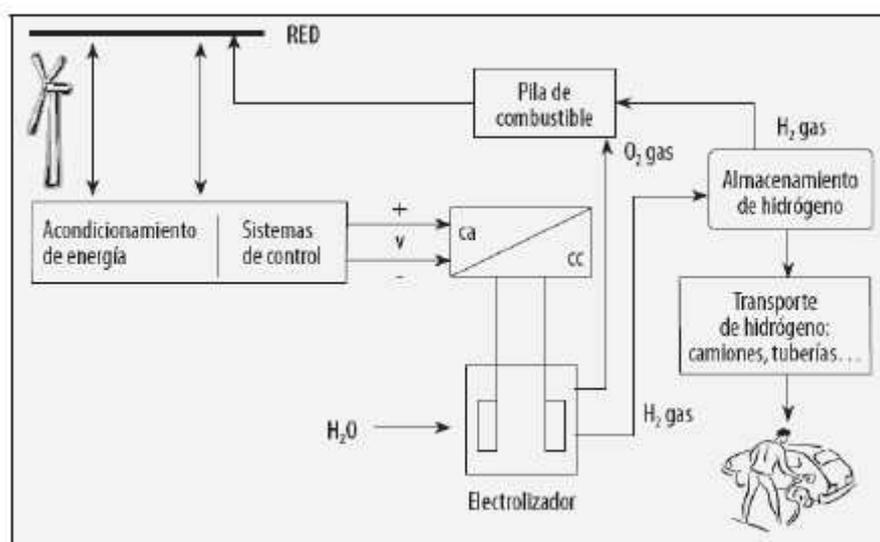


Figura 139: Obtención de hidrógeno por energía eólica con conexión a red. Fuente: EWEA

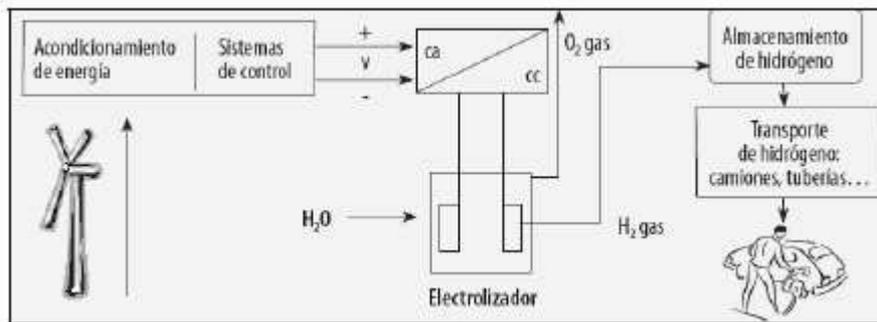


Figura 140: Producción de hidrógeno por energía eólica sin conexión a red. Fuente: EWEA

## ENERGÍA SOLAR

Puede producirse hidrógeno mediante la generación de electricidad con sistemas de placas fotovoltaicas y electrolizar el agua con esa electricidad, o mediante procesos de alta temperatura donde el agua se disocia térmicamente sin electricidad. Los procesos electrolíticos solares pueden llevarse a cabo bien a temperatura ambiente o bien a alta temperatura, donde el agua se transforma en vapor antes de electrolizarse. Con electrólisis solar fotovoltaica se produce hidrógeno cuando el recurso solar está disponible para usar la electricidad que se genera para disociar el agua con el uso de un electrolizador.

Los costes son más altos que con la mayoría de los otros métodos, pero se espera que descieran con las continuas reducciones en los costes de los módulos fotovoltaicos y de los sistemas electrolizadores. [Glatzmaier et al-1998] estiman que los sistemas solares fotovoltaicos en el rango de tamaño de 10 MWe pueden producir hidrógeno por 6,39 \$/kgH<sub>2</sub>, 12,21 \$/kgH<sub>2</sub> y 25,84 \$/kgH<sub>2</sub> (45 \$/GJ, 86 \$/GJ, y 182 \$/GJ) suponiendo unos costes del sistema fotovoltaico de 750 \$/kW, 2000 \$/kW y 5000 \$/kW respectivamente, y costes del electrolizador de 450 \$/kW (DC). Estas estimaciones suponen una eficiencia del electrolizador del 82% y un factor de capacidad de 0,28.

Además, pueden usarse sistemas solares fotovoltaicos para alcanzar las necesidades de electricidad que requiere la electrólisis con tecnologías adicionales como los discos parabólicos o las torres solares. Con los sistemas de disco parabólico, se concentra la energía solar para generar calor, que mueve un motor Stirling que a su vez proporciona movimiento a un generador para producir corriente AC. El sistema de torre solar también genera corriente AC usando energía solar concentrada y un generador.

La energía de ambos sistemas se rectifica a DC para después usarse en el electrolizador. La energía solar también puede producir hidrógeno a través de la electrólisis de vapor a alta temperatura. En este método, a partir de sistemas de concentración solar, primero se produce vapor para reducir la cantidad de energía eléctrica a aplicar durante el proceso posterior. Entonces se realiza la electrólisis. Un concepto para este tipo de sistemas usaría un electrolizador de alta temperatura similar en cuanto a diseño y construcción a una pila de óxidos



**Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica.**

**El caso de la producción de Hidrógeno.**



sólidos. Una torre solar en conjunto con el electrolizador produciría ambos, calor para producir el vapor además de corriente AC, la cual se convertiría entonces a DC para la electrólisis. [Glatzmaier et al-1998] estiman que este tipo de sistema podría generar hidrógeno por 5,68 \$/Kg.H<sub>2</sub> a 6,25 \$/kg.H<sub>2</sub> (40 \$/GJ a 44 \$/GJ) suponiendo unos costes de electrolizador de 500 \$/Kw., y de 7,67 \$/Kg.H<sub>2</sub> a 11,42 \$/Kg.H<sub>2</sub> (54 \$/GJ a 79/GJ) suponiendo costes de electrolizador de 2.000 \$/Kw., según la densidad de corriente a la que sea capaz de operar.