

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis económico de una planta de producción de hidrógeno a partir de una instalación de energía solar de concentración de torre mediante un caso práctico.

Autor: José Luis Ramos Polo

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis económico de una planta de producción de hidrógeno a partir de una instalación de energía solar de concentración de torre mediante un caso práctico.

Autor:

José Luis Ramos Polo

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Catedrático de Universidad

Dep. de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Grado: Análisis económico de una planta de producción de hidrógeno a partir de una instalación de energía solar de concentración de torre mediante un caso práctico.

Autor: José Luis Ramos Polo

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

En la vida no siempre sopla el viento a favor y a veces queda uno a merced de las caprichosas corrientes marinas, no sabiendo dónde se va a acabar ni cuánto va uno a tener que enderezar el rumbo después. Es precisamente en estos momentos de hambre y sed en alta mar donde realmente se agradece el apoyo recibido, sin el cual parece difícil reunir la fuerza para continuar este viaje que ya llega a su fin. Por eso agradezco a mi familia, a mi hermana por haberme animado a ser fuerte, a mis padres por haberme apoyado y haber confiado en mi, y a mis amigos por haber estado ahí cuando más lo necesitaba.

También tengo que agradecer a quien me ha guiado cuando no sabía hacia dónde avanzar con este trabajo, D. Manuel Felipe Rosa Iglesias, sin cuya ayuda y apoyo este trabajo no hubiera sido posible de ninguna forma.

José Luis Ramos Polo

Sevilla, 2018

Resumen

El mundo de la energía está en constante evolución. La anticipación de la crisis energética de los combustibles fósiles hace interesante la investigación de nuevas fuentes de energías, sobre todo las que son renovables. El hidrógeno no es una fuente de energía propiamente dicha, puesto que no se extrae de la naturaleza, sino que funciona como vector energético, es decir, una forma física transportable y almacenable de energía.

Actualmente la mayor parte del hidrógeno en el mundo se produce por reformado de gas natural con vapor de agua, reacción que es muy endotérmica. Para aportar el calor necesario para la reacción, tradicionalmente se usa parte del gas natural como combustible.

El objetivo de este trabajo es estudiar la viabilidad económica de sustituir el aporte de calor por combustión de gas natural, por una instalación de energía solar de concentración de torre, en el foco de la cual se pondría el reformador de gas natural.

Abstract

The world of energy is constantly evolving. The foresight of the energy crisis makes interesting the investigation of new energy sources, especially the renewable ones. Hydrogen is not a proper energy source, since it is not mined from nature, it works as an energy vector, that is, a transportable and storageable physical form of energy.

Currently most of the hydrogen in the world is produced by reforming natural gas with steam, a very endothermic reaction. To provide the necessary heat for that reaction, part of the natural gas is traditionally burnt as fuel.

The objective of this project is to study the economic feasibility of replacing the contribution of heat by natural gas combustion, with a concentrated solar power plant, in the focus of which is the natural gas steam reformer.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
1 Introducción	1
1.1 <i>Hidrógeno: vector energético</i>	3
2 Objetivo y limitaciones de este trabajo	7
3 Procesos de obtención de hidrógeno	9
3.1 <i>Electrólisis</i>	13
3.1.1 Fotelectrólisis	16
3.1.2 Producción de hidrógeno a partir de energía eólica	16
3.1.3 Electrólisis a alta temperatura	17
3.2 <i>Procesos termoquímicos</i>	19
3.3 <i>Procesos con combustibles fósiles</i>	20
3.3.1 El proceso de reformado	21
3.3.2 Gasificación.....	26
3.3.3 Pirólisis de la biomasa	28
4 Integración del proceso de reformado en una central solar de torre	29
5 Descripción general del proceso	31
5.1 <i>Análisis energético del proceso</i>	33
6 Campo solar	39
6.1 <i>Localización</i>	40
6.2 <i>Campo de heliostatos</i>	41

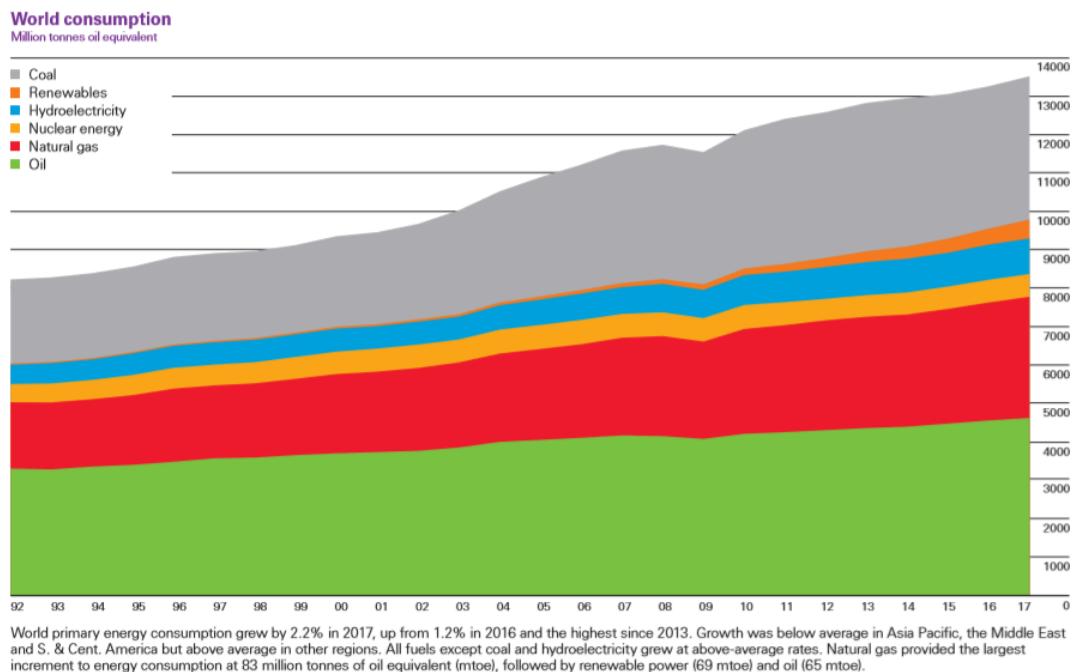
7	Modelo del reactor solar	45
7.1	<i>Balance de masas</i>	47
8	Resultados	51
8.1	<i>Coste social del carbono</i>	57
9	Conclusiones	61
	Referencias	63

1 INTRODUCCIÓN

La potencia media consumida por un cuerpo humano en reposo es de 0.1 kW y de 0.4 kW cuando realiza 0.1 kW de ejercicio intenso. La fuente de esta energía no es otra que la biomasa que nuestros cuerpos consumen y transforman en calor y trabajo. Esta es la primera y única fuente de trabajo que tuvo la humanidad durante mucho tiempo hasta la invención de los molinos de viento y de agua, que transformaban la energía eólica y cinética del río (de origen solar ambas) en energía mecánica.

No fue hasta el siglo XVIII que Thomas Newcomen inventa la primera máquina no viva que tuvo el hombre, la máquina de vapor, que transformaba la energía química almacenada en el carbón (también de origen solar) en energía mecánica. Esto cambió la sociedad por completo inicializando el proceso de industrialización y la demanda cada vez mayor de energía a lo largo de los años. En el año 1992 el consumo mundial de energía era algo mayor de 8000 millones de toneladas equivalentes de petróleo, mientras que en 2017 el consumo fue de unos 13500 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Figura 1-1).

Figura 1-1 Evolución del consumo mundial de energía



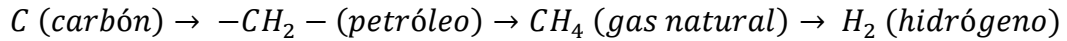
Los combustibles para las máquinas fueron cambiando a lo largo de los años y también su naturaleza, primero sólida (carbón), luego líquida (petróleo) y finalmente gas (gas natural) incrementando cada vez la proporción de átomos de hidrógeno por átomo de carbono en el combustible desde cero en el carbón hasta cuatro en el caso del gas natural (metano principalmente).

La población humana se ha multiplicado por 4 en el último siglo mientras que la demanda de energía se ha multiplicado por 24. El consumo medio de energía per cápita ronda los 2 kW. Con esta tendencia, pronto la demanda energética sobrepasará las reservas de combustibles fósiles, por esa razón, el mundo industrial se mueve cada vez más hacia prácticas más limpias y respetuosas con el medio ambiente. La crisis energética causada por el agotamiento de las reservas mundiales de petróleo y las cada vez más restrictivas legislaciones ambientales, hacen que se busquen formas alternativas de producir, transportar y utilizar energía, sobre todo renovables.

Se estima que el consumo de combustibles fósiles y la deforestación causan la liberación de 7×10^{12} kg de carbono al año en forma de dióxido de carbono. Esto causa un incremento de la concentración de CO₂ en la atmósfera de un 0.4 % anual. El dióxido de carbono es un gas de efecto invernadero que causa un aumento de la temperatura media de la tierra, razón por la cual es necesario el desarrollo de un vector energético libre de carbono.

Teniendo en cuenta el desarrollo histórico de los vectores energéticos hacia combustibles más ricos en hidrógeno y la necesidad de evitar las emisiones de carbono perjudiciales para la atmósfera se

puede llegar a la conclusión de que el hidrógeno debe ser el vector energético del futuro.



1.1 Hidrógeno: vector energético

El hidrógeno es el primer y más ligero elemento de la tabla periódica. Es el elemento más abundante en el universo y en la corteza terrestre es el décimo elemento más abundante [1]. El problema es que no se encuentra como hidrógeno molecular, sino formando compuestos con otros elementos de la tabla periódica. La gravedad terrestre no es lo suficientemente fuerte como para retener las ligeras moléculas de hidrógeno y por esa razón este elemento no se encuentra en nuestra atmósfera al contrario que las de Júpiter o Saturno.

Tabla 1-1.1 – Consumo estimado de hidrógeno por sectores¹

CONSUMO EN MILLONES DE TONELADAS [2]

	2009	2009(%)	2014	2014(%)	2019	2019(%)
REFINADO DE PETRÓLEO	14.9	26.8	31.5	37.0	48.0	40.0
AMONIACO PARA FERTILIZANTES	35.8	64.4	39.1	46.0	40.8	34.0
METANOL	1.7	3.0	2.6	3.0	6.0	5.0
PROCESOS QUÍMICOS Y METALURGICOS	2.8	5.0	5.1	6.0	6.0	5.0
HIDROGENACIÓN DE ALIMENTOS	0.4	0.7	0.9	1.1	1.2	1.0
ENERGÍA	0.0	0.0	6.0	7.0	18.0	15.0
TOTAL²	55.6	100.0	85.2	100.0	120.0	100.0

El hidrógeno se ha utilizado tradicionalmente en el refinado de hidrocarburos o la producción de

¹ Fuente: Pira International Ltd

² Algunos totales pueden no coincidir con la suma de los parciales debido al redondeo

varios productos químicos como amoníaco o peróxido de hidrógeno. En las décadas de los 60-70 también se usaban minoritariamente para la refrigeración de plantas nucleares, la hidrogenación de alimentos, la purificación de materiales y para la propulsión de vehículos espaciales tripulados [2].

Por su poco peso, durante algún tiempo a principios de siglo XX, el hidrógeno fue usado como relleno de dirigibles hasta el desastre del Hindenburg en mayo de 1937, cuando cayó en desuso.

En 2009 menos del 1% de la producción mundial de hidrógeno se usaba con fines energéticos [2], pero desde entonces ha habido un interés creciente en el futuro del hidrógeno en este sector.

La energía química contenida en la unidad de masa del hidrógeno es de 39.4 kWh/kg, tres veces la energía de otros combustibles químicos, por ejemplo, los hidrocarburos ligeros (13.1 kWh/kg), es decir, que un kilogramo de hidrógeno contiene tres veces la energía de un kilogramo de hidrocarburo.

El hidrógeno tradicionalmente ha presentado altos costes de distribución y almacenamiento, por eso, cuando se producía hidrógeno como subproducto de algún proceso químico, normalmente se ventilaba a la atmósfera, sin embargo, con el acercamiento de la viabilidad de las pilas de combustible, se ha aumentado el interés en la captura de ese hidrógeno, ya que se podría usar para alimentar dichas pilas de combustible y producir electricidad in situ [3].

El coste de producción del hidrógeno es un desafío que tiene una sociedad que quiera avanzar hacia una economía basada en el hidrógeno como vector energético. Actualmente, la economía mundial está basada en energía gratis almacenada durante millones de años en forma de combustibles fósiles, el precio que estamos acostumbrados a pagar por la energía es únicamente el coste de extracción. Para adaptar el mundo a una economía basada en un combustible sintético como el hidrógeno, la sociedad tiene que estar dispuesta a pagar los costes de conversión de energías renovables a hidrógeno.

Desde hace tiempo ya, se viene hablando del hidrógeno, no como fuente de energía, sino como vector (portador) energético. El hidrógeno es el elemento más abundante en la naturaleza, pero sólo se encuentra formando compuestos con otros elementos de los cuales se puede extraer aportándole la energía necesaria. Por esta razón el hidrógeno es una buena forma de almacenamiento y transporte de la energía. El contenido energético por unidad de masa del hidrógeno es muy elevado debido a que es el más ligero de los elementos.

Tabla 1.1-2 – Tecnologías de producción de hidrógeno³

Método	Alimentación	producción mundial (%)
Reformado de metano con vapor	Gas natural	48
Reformado de petróleo	Petróleo	30
Gasificación de carbón	Carbón	18
Electrólisis	Agua, energía	4
Total		100

El hidrógeno, cuando se combina con el oxígeno al usarse como combustible, libera la energía química almacenada en el enlace H-H, generando solamente vapor de agua como producto de la combustión, lo cual lo convierte en un combustible totalmente limpio en su uso final. Para este fin, el hidrógeno puede almacenarse como gas a presión, como líquido o distribuirse mediante gasoductos [4]

El hidrógeno también puede usarse para alimentar una pila de combustible, generando electricidad con una eficiencia muy alta (de dos a tres veces superior a la de un motor térmico [4]), debido a que dicha conversión no está limitada por el ciclo de Carnot.

Esto hace que el hidrógeno pueda utilizarse como medio para transportar energía a un lugar donde se requiera y no haya fuente energética (o no merezca la pena construir una explotación energética por ser un requerimiento puntual o temporal). También podría dar pie a un sistema de producción energética descentralizado en el que pequeñas centrales o generadores abastezcan de electricidad a pequeñas zonas mediante la transformación de hidrógeno en electricidad.

No solo la industria energética encuentra utilidad al hidrógeno, de hecho, en el año 2011 la industria química de producción de amoníaco, metanol y refinado de petróleo consumía aproximadamente el 66% de la producción anual de H₂, estimada en 35 millones de toneladas métricas [4].

La demanda de energía global se prevé que se duplicará para 2050. Si seguimos con el modelo energético actual, la mayoría de este incremento en la demanda se satisfará con un mayor uso de nuestras, cada vez más escasas, fuentes de combustibles petroquímicos. En Europa la dependencia

³ Fuente: Los Alamos National Laboratory

del petróleo se prevé que crezca del 50% actual al 70% o más para 2025.

Las economías de los países desarrollados deben liderar el cambio hacia un modelo energético no dependiente de combustibles fósiles que evite las amenazas del agotamiento de las fuentes de energía y del calentamiento global antropogénico.

2 OBJETIVO Y LIMITACIONES DE ESTE TRABAJO

El objeto de este trabajo es estudiar la viabilidad económica de sustituir la cámara de combustión de gas natural en una planta de reformado de metano con vapor por un receptor solar de torre central cuyo campo solar aporte la energía necesaria para el proceso endotérmico de reformado.

En el capítulo 3 veremos los principales procesos por los que se puede obtener el hidrógeno actualmente, las ventajas y desventajas de cada una de ellas, y sus particularidades.

En el capítulo 3, también incidiremos del proceso de reformado de metano a estudiar. El diseño del reactor solar de metano, que combinaría las características de un reformador de vapor tradicional con el de un receptor solar de torre no entra dentro de los objetivos de este trabajo, así que se asumirán ciertas características cuando llegue el momento de estudiar esa parte de la planta.

Las reacciones que se producen dentro de una planta de reformado de metano-vapor tradicional son varias, no sólo la reacción primaria, existe otra importante denominada secundaria, o *water gas shift* que aumenta el grado de conversión de metano en hidrógeno y también convierte parte del monóxido de carbono en anhídrido carbónico, el cual es más fácil de tratar. De hecho, es bastante común actualmente añadir a todo el proceso un sistema de captura de CO₂ al final del todo, el cual luego se puede comercializar y usar en otros procesos, pero todas estas reacciones secundarias también se salen de este estudio. En este trabajo nos vamos a quedar con la reacción primaria.

Con lo todo esto, nuestra planta no tendrá como producto hidrógeno, sino gas de síntesis, el cual se puede usar luego en procesos químicos como la producción de amoníaco, o la producción de hidrocarburos sintéticos, tal y como hemos visto anteriormente.

En el capítulo 5 nos centraremos en la parte de la planta correspondiente a la captación y concentración de energía solar, veremos cómo está diseñado el campo solar mediante el software System Advisor Model del National Renewable Energy Laboratory del departamento de la energía de Estados Unidos y qué características tiene dicha parte de la planta.

En el capítulo 6 se verá cómo se ha construido el modelo del reactor solar usando una hoja de cálculo de Microsoft Excel. Se verá también el balance de masas que resulta de aplicar los números del caso base a dicho modelo de reactor.

Por último, en el capítulo 7 veremos los resultados de la simulación, las conclusiones que se desprenden de este estudio y si es viable económicamente implementar esta forma de producción de gas de síntesis teniendo en especial consideración el coste social del carbón.

3 PROCESOS DE OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO

Aunque es el elemento más común del universo, el hidrógeno no está presente en forma molecular en la tierra y debe, por tanto, ser producido a partir de compuestos que lo contengan. Las principales materias primas que se usan para la producción de hidrógeno son actualmente el agua y los hidrocarburos, aunque en un futuro no muy lejano quizás podría llegar a emplearse orina animal, que tiene una gran proporción de urea rica en hidrógeno, que se transforma fácilmente en amoníaco (NH_4).

La principal ventaja del agua como materia prima para la producción de hidrógeno es su alta disponibilidad. Incluso en zonas en subdesarrollo donde la falta de agua potable sigue siendo un problema importante, el suministro de agua como materia prima para producir hidrógeno se puede considerar viable, siempre que se mantenga un crecimiento controlado de la población, se protejan las fuentes y recursos naturales y se haga una gestión responsable del agua. El agua para producir hidrógeno no necesita ser potable y se puede obtener de la depuración de aguas residuales. El agua salada también es una posible fuente de agua para producir hidrógeno, igual que para agua de consumo, siempre que se invierta en las infraestructuras necesarias para su tratamiento.

Los hidrocarburos son compuestos químicos formados principalmente por átomos de carbono e hidrógeno. Los hidrocarburos son la base de la vida que conocemos, por tanto, todos los seres vivos

son fuentes de hidrocarburos. Los combustibles fósiles son seres vivos que llevan muertos millones de años hasta haberse convertido en depósitos homogéneos de carbón o petróleo, produciendo también gas natural en gran cantidad en el proceso. Este gas natural está compuesto principalmente por metano (CH_4), que es el hidrocarburo más ligero, compuesto por hidrógeno y un único átomo de carbono. El metano se forma durante la fosilización anaeróbica de restos de plantas y animales, además se produce durante el proceso digestivo de los mamíferos y durante la descomposición tras la muerte. En estos dos últimos casos el metano es liberado a la atmósfera, donde actúa como gas de efecto invernadero, reteniendo 20 veces más calor que el dióxido de carbono.

Los derivados del petróleo más simples, propano y butano, junto con el metano son también buenas fuentes de hidrógeno. El carbón también puede llegar a serlo, al ser gasificado y convertido en un combustible rico en metano e hidrógeno, aunque este proceso requiere un sistema de captura de dióxido de carbono para evitar la liberación de este gas de efecto invernadero.

Los sistemas de captura y producción de hidrógeno son una tecnología madura, las refinerías y productoras de fertilizante han optimizado sus sistemas a una escala macroscópica, conformándose con pequeñas mejoras, pero estos sistemas no tienen en cuenta normalmente el almacenaje y distribución del hidrógeno para su uso. Las refinerías siempre tienen una fuente de combustible barata para proveer la energía necesaria para el reformado de metano con vapor y también tienen suministro de materia prima (metano).

Pero cuando el hidrógeno se va a emplear como una forma eficiente y limpia de producir energía, la cosa cambia. Reducir la energía requerida para producir el hidrógeno, así como los costes totales de transporte y almacenaje se convierte en una tarea crucial, ya que este sistema debe competir aún con los combustibles actuales, menos respetuosos con el medio ambiente.

El hidrógeno se puede obtener mediante procesos muy variados, como ciclos termoquímicos, electrólisis del agua o reformado de combustibles fósiles, por ejemplo.

Actualmente, la producción de hidrógeno mundial supera los 35 millones de toneladas al año. Las principales materias primas utilizadas son los combustibles fósiles, y los únicos procesos que no están basados en ellos son la electrólisis del agua (por el cual se obtiene un 4% de la producción total de hidrógeno) y la termólisis del agua mientras que los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) son la fuente del 96% restante. La producción de hidrógeno tiene en su mayor parte fines industriales; el 72% de la producción se destina a aplicaciones de la industria química, principalmente producción de amoníaco, y petroquímicas; mientras que el 28% restante se emplea en metalurgia, en electrónica y en la propulsión de vehículos espaciales. La producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua se emplea en la industria alimentaria, en alimentos hidrogenados.

Para acercarnos a los distintos procesos de producción de hidrógeno, hay que considerar dos posibles clasificaciones:

- a partir de la materia prima empleada para su obtención.
- a partir de la fuente de energía utilizada para su obtención.

Como ya se ha mencionado previamente, el hidrógeno se obtiene mediante su separación de otras sustancias existentes en la naturaleza que lo contengan. Así, se puede extraer hidrógeno a partir de flujos de las siguientes materias primas:

- Agua.
- Combustibles fósiles.
- Biomasa.

Hoy en día, los principales métodos de producción de hidrógeno son los que utilizan combustibles fósiles como materia prima. La electrólisis del agua se puede llevar a cabo a partir de electricidad obtenida de diversas fuentes de energía, como por ejemplo las energías renovables, por ello, para tener una fuente de hidrógeno completamente limpia debe usarse la electrólisis.

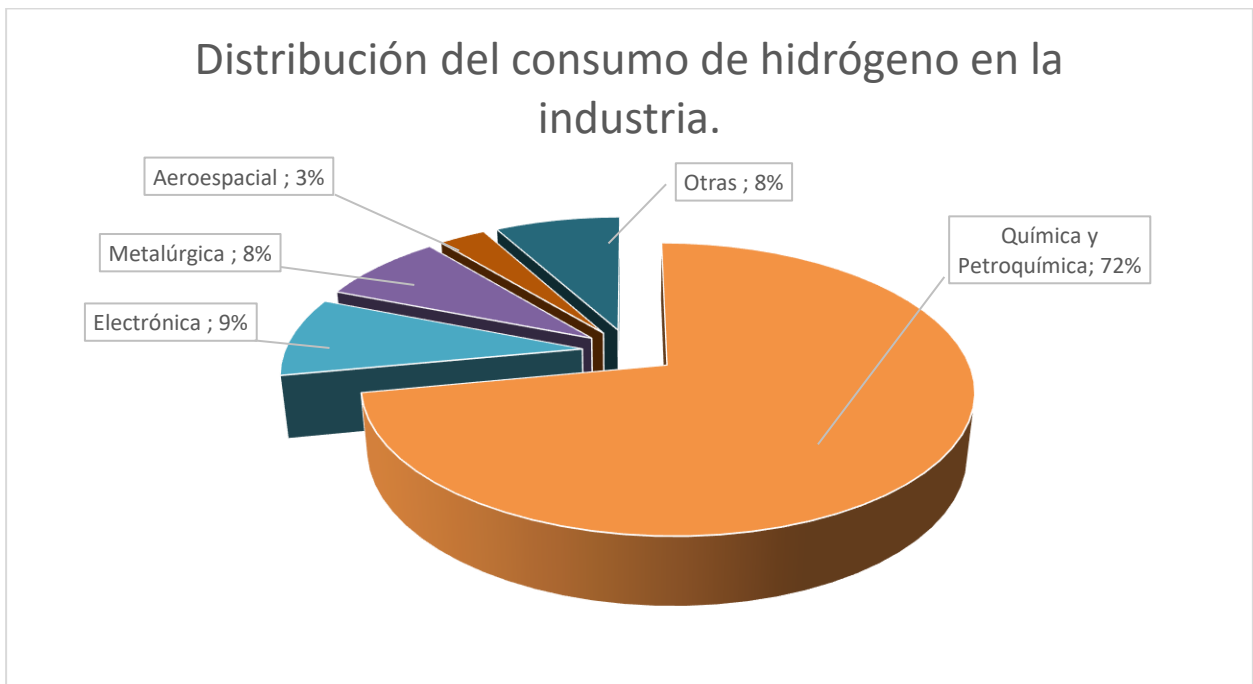


Figura 3-1 Distribución del consumo de hidrógeno en la industria

Como se ha visto, el hidrógeno es un excelente vector energético. No es una fuente de energía por sí mismo, ya que no se extrae directamente de depósitos naturales, sino un portador de la energía primaria contenida en otras fuentes de energía primaria.

Se puede obtener hidrógeno de una gran variedad de materias primas incluyendo gas natural, carbón, biomasa, energía solar, eólica o nuclear. Sin embargo, sólo si se hace de fuentes descarbonatadas es posible tener un sistema de energía a gran escala con emisiones de gases no contaminantes.

El hidrógeno tiene una serie de ventajas y desventajas cuando se usa como vector energético [5]. Algunos beneficios son:

- Un potencial significativo para contribuir a la diversidad y la seguridad del suministro del combustible (como vector energético que se puede fabricar utilizando una gran variedad de fuentes primarias de energía).
- Energía más limpia para una gran variedad de aplicaciones de uso final (estacionarias y móviles).
- Cero emisiones locales en el punto final del uso.
- Emisiones bajas de NOx cuando se usa en motores de combustión interna.
- Un medio de fomentar el desarrollo de fuentes renovables de energía proporcionando un medio efectivo de almacenamiento y distribución de energía. Una forma de emparejar temporalmente la demanda de energía con la disponibilidad de fuentes renovables de energía cuando éstas son intermitentes.
- Cero emisiones totales cuando es generado usando fuentes de energía completamente renovables.
- Una oportunidad de fomentar el uso de las energías renovables para suministrar combustibles limpios para el transporte.
- Potencial de reducir la dependencia en combustibles fósiles en todo el mundo, ya que todos los países poseen alguna forma de fuente primaria sostenible de energía y acceso a agua o hidrocarburos.
- Un sistema efectivo de proporcionar energía allí donde no existe una infraestructura convencional de energía.

Pero el hidrógeno presenta también algunas desventajas que impiden que su uso sea extendido todavía:

- Mientras que el petróleo tiene una infraestructura ya montada de distribución mundial, el hidrógeno aún no dispone de ella, siendo necesaria una gran inversión previa a la extensión de su uso. Además el hidrógeno al ser más ligero y tener moléculas más pequeñas, presenta problemas de fugas más importantes que los gaseoductos y oleoductos actuales.
- La densidad volumétrica de energía del hidrógeno es mucho menor que la de combustibles tradicionales, por lo tanto, se necesitan volúmenes de almacenamiento mayores. De hecho, la falta de opciones convenientes para el almacenamiento del hidrógeno es la barrera técnica principal de cara a su uso como combustible para el transporte.
- Los costes de fabricación, distribución y almacenamiento convierten actualmente al hidrógeno en un combustible más costoso que los combustibles tradicionales.
- La preocupación sobre la inseguridad del hidrógeno a causa de su inflamabilidad.

Aunque el hidrógeno se ha utilizado durante años en la producción de productos como vidrio, plásticos, semiconductores o productos farmacéuticos, sólo recientemente ha llegado a ser una alternativa viable a los derivados del petróleo como combustible para el transporte, y al carbón y al gas natural como un combustible para la generación de electricidad.

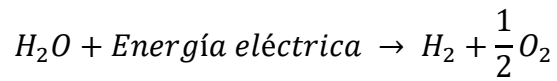
Existen multitud de formas y procesos de producción de hidrógeno, dependiendo de la fuente energética de la que proceda y de la materia prima de donde se extraiga y por eso vamos a comentar algunos de los procedimientos más usuales de producción de hidrógeno que se conocen hoy en día.

3.1 Electrólisis

Un procedimiento de obtener hidrógeno de una alta pureza a partir del agua es la electrólisis, Este proceso, descubierto por M.Faraday en 1820, consiste en separar el oxígeno y el hidrógeno del agua aplicando una corriente eléctrica entre dos electrodos. La electrólisis es uno de los procedimientos para obtener hidrógeno más limpios, además de obtener hidrógeno de gran pureza.

Si se asumiera un rendimiento ideal, la cantidad de hidrógeno generado sería el doble que la cantidad de oxígeno (en el agua hay dos átomos de hidrógeno por cada átomo de oxígeno), y ambas cantidades serían proporcionales a la carga eléctrica conducida por la solución. La electrólisis suele llevarse a cabo a temperaturas de entre 80 y 85 °C y la reacción electroquímica que se da en el

proceso de separación de la molécula de agua en sus componentes es la siguiente:



El agua se introduce en una pila electroquímica o electrolizador en la que, cuando se somete a un voltaje suficientemente alto, en el cátodo (electrodo positivo), comúnmente de algún metal como platino o acero inoxidable, se forma hidrógeno mientras que en el ánodo (electrodo negativo) se queda el oxígeno. Un diafragma o membrana impide que se mezclen el hidrógeno y el oxígeno producidos separando la parte anódica de la catódica de la pila electrolítica.

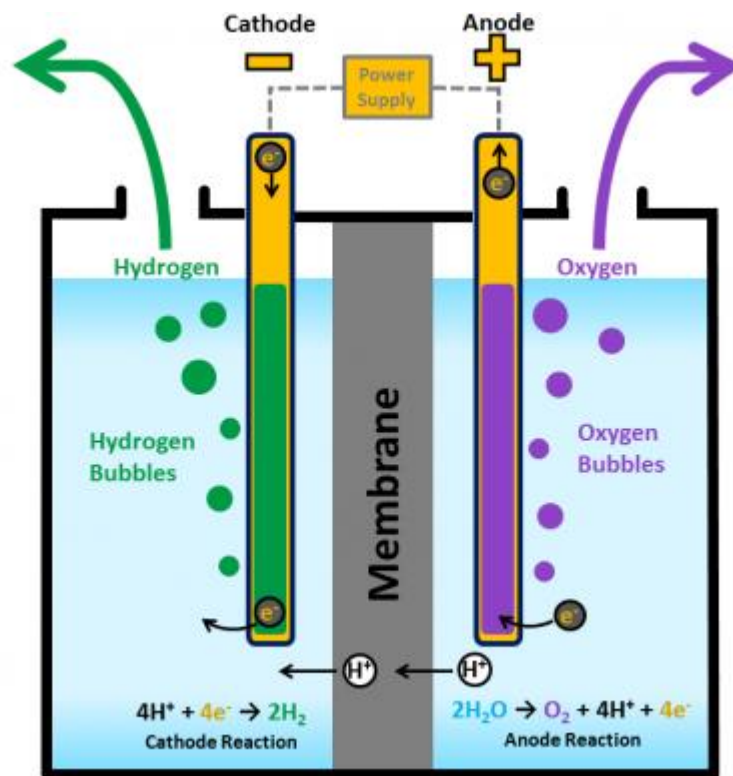


Figura 3-2 Esquema de funcionamiento de la electrólisis del agua. Fuente:

Department of Energy, US government

El hidrógeno y el oxígeno generado a partir de la electrólisis se enfrían, se purifican, comprimen y almacenan. En muchas instalaciones, el oxígeno no se almacena, sino que se vierte a la atmósfera directamente. También hay electrolizadores que producen hidrógeno a alta presión, evitando así la etapa de compresión y los costes económicos y energéticos asociados. El agua que entra en la unidad es tratada previamente para evitar la deposición de minerales y reacciones electroquímicas no deseadas en las células.

Este proceso tiene una eficiencia que va desde el 50% al 75%, aunque existe un tipo de electrólisis llamada electrólisis gravitacional que trabaja con rendimientos del 85 al 95%.

La electrólisis constituye sólo un 4% de la producción total de hidrógeno, aunque la pureza del producto es mayor del 99%.

El voltaje mínimo para producir la electrólisis del agua varía con la temperatura, siendo menor cuanto mayor sea la temperatura a la que se lleva a cabo el proceso. Actualmente se intenta llevar a cabo la electrólisis a alta temperatura, ya que el calor además de ser un subproducto bastante común de muchos procesos tiene menor valor exergético que la electricidad.

Este procedimiento es muy interesante cuando no se tiene acceso a suministros de hidrocarburos para usar reformado de metano con vapor, o cuando se tiene electricidad barata disponible, como, por ejemplo, en una planta nuclear, donde también se suele usar hidrógeno para sus sistemas de refrigeración, o una planta de producción de electricidad a partir de energías renovables durante horas valle, donde tal vez tengamos mucha disponibilidad de la fuente de energía, pero poca demanda de la red, pudiendo ser el hidrógeno en este caso una forma de almacenar energía para cuando exista demanda. También es interesante este método de producción cuando lo que queremos es producir hidrógeno a partir de energías renovables en una estación de repostaje de combustible hidrógeno.

Normalmente, los electrolizadores no requieren apenas mantenimiento ya que no incluyen partes móviles. Son silenciosos y tienen una alta modularidad, por lo que son adecuados para generación distribuida en las zonas residenciales, comerciales e industriales. Aunque los electrolizadores se han utilizado durante décadas, todavía hay capacidad de mejora en muchos aspectos: reducción de los costes de fabricación, distribución e instalación; mejoras en la eficiencia del módulo electrolizador, la fuente de alimentación, el sistema de control, etc. ; la operación bajo perfiles de suministro de electricidad variables; aumento de la temperatura y presión de operación, etc. [6]. En general, hay tres tipos de electrolizadores: alcalino, de membrana de intercambio protónico (PEM) (proton exchange membrane) y electrolizadores de óxido sólido de alta temperatura (SOE) (solid oxide electrolyzers).

Si la electricidad para la electrólisis proviene de fuentes renovables (eólica, fotovoltaica, geotérmica o biomasa), se logra un vector energético verdaderamente limpio. El hidrógeno entonces se puede utilizar para accionar una pila de combustible, un motor de combustión o incluso una turbina de gas, con la única emisión de agua en el escape. El hidrógeno, si es producido de forma sostenible, puede ser la base de una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero.

3.1.1 Foelectrólisis

La fotoelectrólisis es la producción de hidrógeno a partir de energía solar:

El hidrógeno producido a partir de energías renovables está adquiriendo cada vez más protagonismo y, dentro de ese campo, el hidrógeno producido con energía solar se presenta como una manera de almacenar, en forma química, la energía procedente del sol. Con ello se consigue paliar uno de los principales problemas que tiene el aprovechamiento de la energía solar, su carácter intermitente, ya que, aunque existen métodos de almacenamiento de dicha energía, todos ellos tienen muy bajo rendimiento. Los métodos para producir hidrógeno mediante energía solar se agrupan en tres grandes grupos: procesos fotoquímicos, procesos electroquímicos y procesos termoquímicos, aunque también existen combinaciones de los anteriores.

Los procesos fotoelectroquímicos consisten en emplear electricidad proveniente de un módulo fotovoltaico para alimentar un electrolizador, con el objetivo de obtener el hidrógeno por electrólisis del agua.

También es posible emplear la energía eléctrica generada por un sistema de concentración solar para llevar a cabo electrólisis a alta temperatura, cuya ventaja es un menor requerimiento de energía eléctrica. La electrólisis es el proceso principal de estos sistemas y consiste, como ya sabemos, en una reacción electroquímica que separa la molécula de agua en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, mediante la aplicación de un voltaje o corriente continua.

Este es uno de los métodos de producción de hidrógeno más costoso a día de hoy. El coste de la producción de hidrógeno mediante electrólisis a partir de energía solar fotovoltaica es elevado debido a que la relación entre el volumen de hidrógeno generado y la superficie ocupada por los sistemas fotovoltaicos de escala comercial es baja. Por esta razón se continúa investigando en encontrar materiales para los electrodos que permitan aumentar el rendimiento de la electrólisis, realizándola a mayores temperaturas, como forma de disminuir los costes de producción y que, en consecuencia, el proceso sea más competitivo y atractivo en el mercado.

3.1.2 Producción de hidrógeno a partir de energía eólica

El motivo principal para unir la tecnología de la producción de hidrógeno a la energía eólica es, al igual que con la energía solar, que se produzca un acoplamiento entre la producción de energía y su consumo final. Uno de los posibles cometidos del hidrógeno como vector, es que dicho elemento sirva como sistema de almacenamiento de energía.

Un sistema de producción de hidrógeno mediante energía eólica está compuesto por los siguientes elementos:

- Aerogenerador, o conjunto de aerogeneradores: conforma la fuente de energía primaria del sistema. Un aerogenerador convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica.
- Electrolizador: es el equipo en el que se produce hidrógeno a partir de la electrólisis del agua.
- Almacenamiento de hidrógeno: el cual almacenará el hidrógeno producido en el electrolizador.

El funcionamiento de estos sistemas es el siguiente:

Cuando la potencia eléctrica producida por el parque eólico es mayor que la demanda de la red, la potencia eléctrica sobrante se destina al electrolizador en el que se produce la electrólisis del agua, el hidrógeno se almacena, y cuando la demanda de potencia de la red eléctrica es superior a la generación de energía del parque, el hidrógeno es consumido en una pila de combustible para ajustar la producción de potencia eléctrica a la demandada.

Actualmente, el coste de producir hidrógeno usando aerogeneradores está en torno a 6-10 veces el coste de producirlo usando alternativas con combustibles fósiles, aunque se espera que este intervalo se reduzca a la mitad en el futuro [7]. Esta tecnología de almacenamiento presenta la ventaja de que el hidrógeno no sólo puede ser empleado para la producción de energía eléctrica, sino que también se puede destinar a otras aplicaciones, como el transporte o la industria.

3.1.3 Electrólisis a alta temperatura

Para este proceso se precisa disponer de agua y de una fuente térmica de elevada temperatura, que puede ser energía solar concentrada o energía nuclear de reactores avanzados. Los electrolizadores también han de ser modificados, deben ser del tipo de óxidos sólidos.

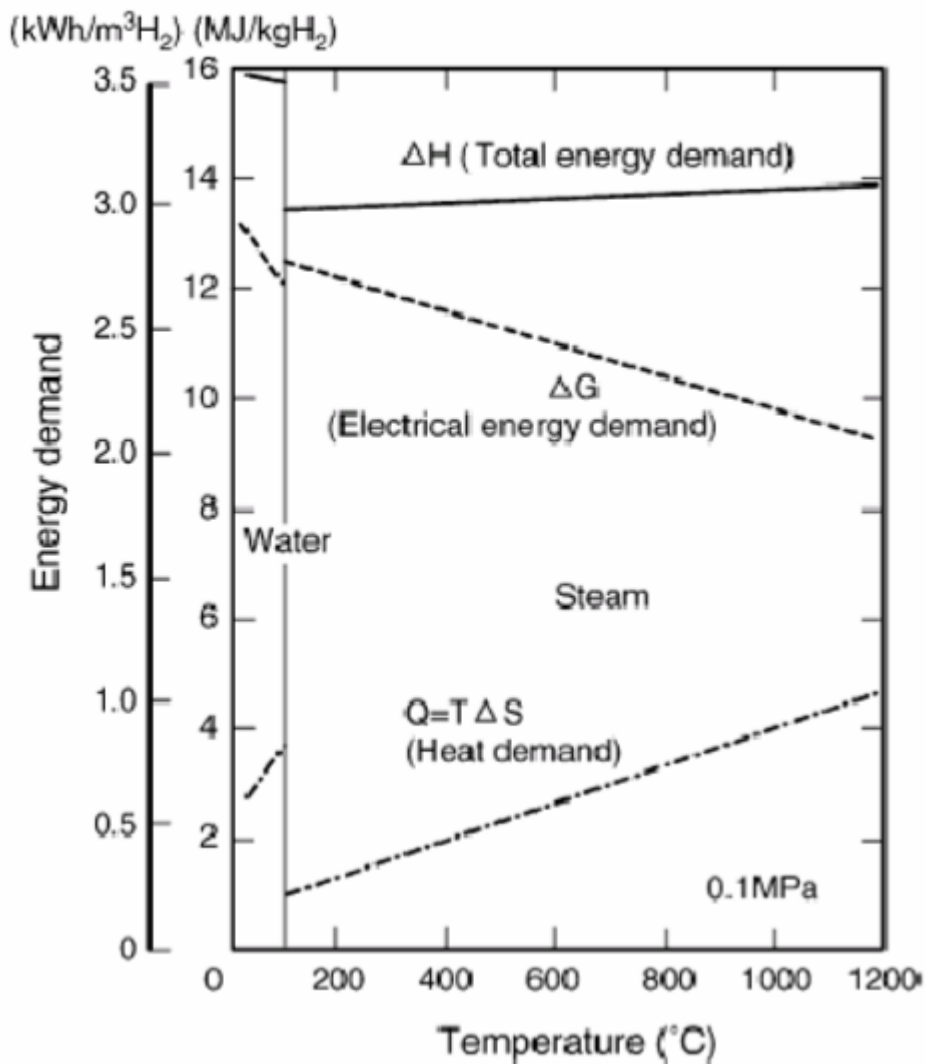


Figura 3-3 Dependencia de la demanda de energía eléctrica respecto a la temperatura en el proceso de la electrólisis.

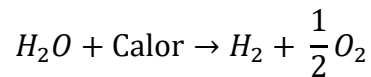
La curva superior de la Figura 3-3 representa el cambio de entalpía (ΔH) y la curva intermedia (línea discontinua) corresponde a la variación de la energía de Gibbs (ΔG), que representa la energía eléctrica requerida cuando se efectúa la electrólisis a diferentes temperaturas. La energía total que se requiere (ΔH) para la disociación, es la suma de la energía libre de Gibbs (ΔG) y de una cierta cantidad de energía calorífica ($T \Delta S$), por lo tanto, la demanda de energía eléctrica (ΔG) disminuye conforme aumenta la temperatura. Es por ello que la electrólisis del vapor puede producir hidrógeno con un consumo eléctrico menor que el que se requiere para el caso del agua a baja temperatura.

Este tipo de electrólisis puede ser interesante, por lo tanto, cuando tenemos un flujo de calor como subproducto, como en plantas nucleares, donde hay que refrigerar y normalmente se hace mediante hidrógeno. Además, los flujos de calor suelen tener menos potencial exergético que los flujos de

energía en forma de electricidad.

3.2 Procesos termoquímicos

Los ciclos termoquímicos se basan en la sencilla idea de separar el hidrógeno del oxígeno en las moléculas de agua por termólisis, es decir, mediante el aporte de calor directamente:



Con los ciclos termoquímicos se pueden alcanzar altas eficiencias de conversión, haciéndolos muy atractivos para la producción de hidrógeno a gran escala [3].

Aunque conceptualmente la termólisis es una reacción simple, en la práctica se encuentran dos problemas, el primero es que este proceso requiere unas muy altas temperaturas para alcanzar un grado razonable de disociación (alrededor de los 2500K), el segundo es que se hace necesario hallar una solución para evitar la formación de una mezcla explosiva de oxígeno e hidrógeno a tan alta temperatura. Estos problemas se han solventado realizando la disociación en pasos consecutivos llamados ciclos termoquímicos, cada uno de ellos a temperaturas más asequibles y sin concentraciones de mezcla explosiva, ya que se va evacuando progresivamente el hidrógeno formado conforme se va produciendo en cada paso del proceso.

Los ciclos termoquímicos consisten básicamente en la descomposición del agua mediante una serie de reacciones químicas endotérmicas y exotérmicas que constituyen ciclos de varias etapas. La ventaja de este método es que el hidrógeno y el oxígeno se obtienen por separado y que cada paso no requiere temperaturas tan altas como en el caso de la termólisis directa. Sin embargo, la existencia de varias etapas en estos ciclos hace que el rendimiento global del proceso decaiga debido, principalmente, a la irreversibilidad asociada a cada una de las mismas. En la actualidad, se está investigando la manera de establecer ciclos termoquímicos que empleen menos etapas y, por tanto, que sean más eficientes para, de esa forma, ser implementados a gran escala.

Existen alrededor de trescientos ciclos termoquímicos propuestos, y para su correcta selección se tienen que tener en cuenta varios criterios:

- Número de reacciones y/o pasos en el ciclo.
- Número de elementos que intervienen en el ciclo.
- Corrosividad de las especies involucradas.

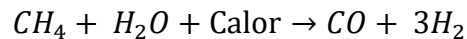
- Condiciones ambientales, de seguridad y salud.
- Efecto de las elevadas temperaturas proyectadas en los costes

3.3 Procesos con combustibles fósiles

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno. La estructura molecular consiste en un armazón de átomos de carbono a los que se unen los átomos de hidrógeno. Las cadenas de átomos de carbono pueden ser lineales o ramificadas y abiertas o cerradas.

El hidrógeno presente en los hidrocarburos también se puede separar mediante lo que se conoce como proceso de reformado con vapor, donde, en presencia de vapor de agua y un catalizador, añadiendo la energía necesaria se producen hidrógeno y otros gases.

En este estudio vamos a centrarnos en concreto en el reformado de metano (componente principal del gas natural), que por ser el combustible con mayor proporción de átomos de hidrógeno por átomo de carbono es muy adecuado para este proceso. A continuación, tenemos la reacción primaria del reformado de metano con vapor de agua.



Actualmente el reformado de metano es el método de producción de hidrógeno comercial más utilizado debido a la madurez de las tecnologías comerciales que hacen que el reformado de metano tenga una alta eficiencia (65-70%) y un bajo coste de producción [1]. Se estima que el 48% de la producción mundial de hidrógeno se produce por este método [8].

La mayoría de procesos descritos a continuación se basan en aportar calor a un hidrocarburo, vapor y en algunos casos aire u oxígeno, los cuales son posteriormente combinados en un reactor. Este proceso hace que la molécula de agua y la del combustible fósil sean separadas, y que el producto resultante de la reacción sea H₂, CO y CO₂. En este proceso el hidrógeno producido proviene tanto del vapor como del combustible fósil.

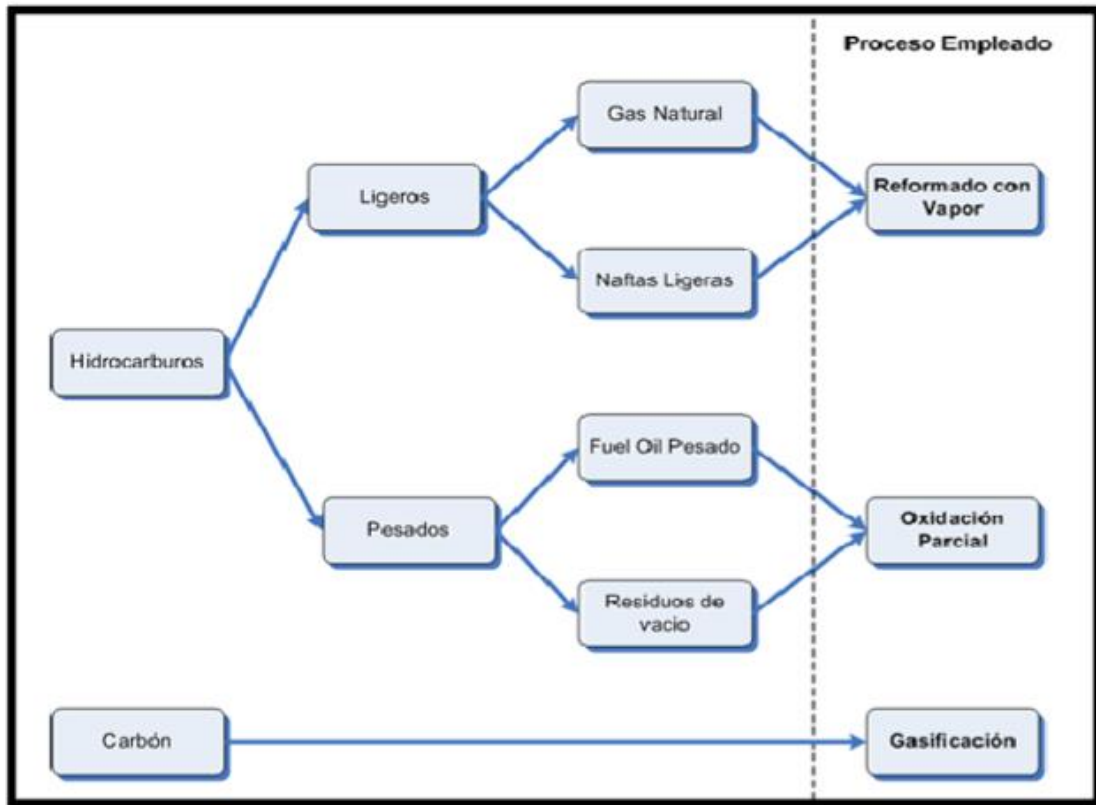


Figura 3-4 Cuadro resumen de los diferentes procesos de obtención de hidrógeno mediante combustibles fósiles.

Otra forma de hacerlo consiste en calentar el combustible fósil en ausencia de aire hasta que este se separe en hidrógeno y carbono.

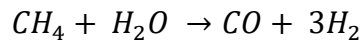
3.3.1 El proceso de reformado

Se llama proceso de reformado a la reacción catalítica de una mezcla de vapor de agua e hidrocarburos a una temperatura más o menos alta para formar hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono.

El proceso de reformado consiste en la separación del hidrógeno presente en los hidrocarburos mediante el aporte del calor necesario para la reacción. Se pueden reformar muchos hidrocarburos como la nafta o el etano, y hasta carbones, pero normalmente se elige gas natural (metano principalmente) por su alta proporción de hidrógeno/carbono y por su disponibilidad.

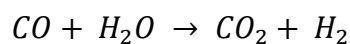
El proceso tradicional de reformado comienza con una hidrodesulfuración de la alimentación de metano. Esto se hace para eliminar el azufre y cloro, ya que son contaminantes que acortan la vida útil del catalizador en el reactor. A continuación, se inyecta el vapor de agua y se introduce la mezcla en el reactor donde se va a llevar a cabo la reacción principal de reformado en presencia de un

catalizador, normalmente una aleación de níquel:



Esta reacción es altamente endotérmica ($\Delta H^0_{298} = 206.2$ MJ/kmol) ya que tanto el metano como el agua son dos moléculas altamente estables [3], por lo que en este punto del proceso hay que aportar el calor necesario para romper las moléculas. Tradicionalmente lo que se hace es quemar parte del gas natural de alimentación para suministrar dicho calor. Lo que se va a estudiar en este trabajo es la viabilidad de sustituir esa combustión de gas natural por calor aportado por un campo solar de concentración en cuya torre central colocaremos el reactor reformador. Esto convertiría el proceso de reformado en algo un poco más limpio, puesto que estaríamos evitando la contribución de las emisiones contaminantes de la combustión del gas natural, aunque, como veremos ahora, al final del proceso de reformado seguiremos teniendo gases contaminantes de efecto invernadero que habría que solucionar con sistemas de captura de dióxido de carbono.

Del reformador primario sale una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono, vapor y algo de metano que queda sin reaccionar. Esta mezcla se denomina gas de síntesis (o *syngas*) y es usada para la producción de amoníaco entre otros procesos. Para purificar aún más el gas de síntesis se llevaría a otro reactor donde se llevaría a cabo una reacción llamada *Water Gas Shift* (WGS), la cual convierte el monóxido de carbono en dióxido de carbono, más fácilmente tratable, produciendo en el proceso aún más hidrógeno



Esta reacción es exotérmica ($\Delta H^0_{298} = -41$ MJ/kmol), aunque no lo suficiente como para proveer de calor la reacción primaria.

De la reacción de *water gas shift* sale una mezcla de hidrógeno (H_2), dióxido de carbono (CO_2), vapor de agua (H_2O) y algo de monóxido de carbono (CO), metano sin reaccionar (CH_4) y otros elementos. El agua se purga fácilmente condensándola y posteriormente purgándola. Los otros componentes se suelen separar mediante un proceso llamado *Pressure Swing Adsorption* (PSA). *Pressure Swing Adsorption* usa el hecho de que cada gas es adsorbido, es decir, atraído hacia superficies sólidas, con una fuerza diferente cuando es sometido a cierta presión. Una vez la superficie se satura de gases adsorbidos se baja la presión y los gases se liberan, pudiendo ser

recuperados para usarse por ejemplo en la alimentación de los quemadores de la cámara de combustión junto con el gas natural combustible.

El proceso de reformado conlleva tecnología bastante madura y fácilmente escalable, aparte de usar una materia prima cuyas reservas son muy abundantes hoy en día.

En este estudio se va a tener en cuenta un reformador donde únicamente se va a producir la reacción primaria de reformado, por tanto, el producto que vamos a obtener al final del proceso no es Hidrógeno puro sino gas de síntesis que se usará luego en un proceso químico o se purificará para obtener hidrógeno más puro. Actualmente se trata del método más económico y común de producir hidrógeno, por lo que a día de hoy aproximadamente la mitad del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a través de este método.

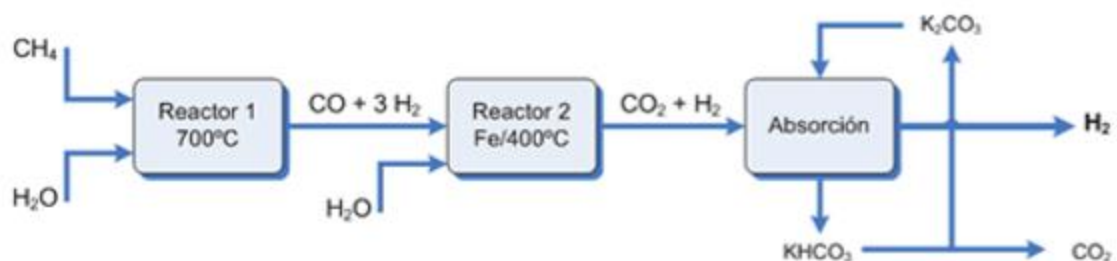


Figura 3-5 Esquema del proceso de reformado con vapor

Para el procedimiento de reformado mediante vapor los combustibles que mejor responden a la reacción son los hidrocarburos ligeros, entre ellos el gas natural (principalmente metano), el propano y el butano. También podría usarse nafta con el empleo de un catalizador adecuado.

El uso de estos hidrocarburos ligeros es debido a que el procedimiento debe llevarse a cabo con el combustible en estado gaseoso y libre de impurezas que pudieran desactivar los catalizadores, por ejemplo el azufre, por eso, antes de introducir los reactivos en el reactor hay que purificar la materia prima, mediante un proceso de desulfurizado.

Seguidamente, se produce una primera reacción en hornos tubulares a una temperatura de entre 800 y 900°C y una presión de 20-35 bar, de donde se obtiene un gas compuesto básicamente de monóxido de carbono e hidrógeno, y en menor cantidad dióxido de carbono. Dicha reacción es endotérmica.

A continuación, se elimina el monóxido de carbono por medio de reacciones de cambio de water gas shift a alta y baja temperatura, donde se produce una mezcla gaseosa de hidrógeno, dióxido de

carbono, vapor de agua y un poco de monóxido de carbono y metano sin reaccionar.

Esta segunda reacción es exotérmica pero no puede aportar energía suficiente que requiere la primera, así que se usa metano como combustible en el horno tubular para aportar la energía necesaria para producir la reacción.

Finalmente, este gas resultante rico en hidrógeno se enfría para condensar y separar el agua, y se purifica mediante sistemas de membranas separadoras mediante un sistema llamado PSA “Pressure Swing Adsorption” que consiste en aprovechar la característica de los gases de quedarse sobre algunas superficies cuando son sometidos a cierta presión. Esta cualidad hace que se haga pasar el gas de síntesis por una superficie que adsorberá los elementos más pesados del gas de síntesis, permitiendo pasar el hidrógeno de donde sale con una pureza del 99,99%. Cuando las superficies están saturadas, se corta el flujo de gas de síntesis y se baja la presión para liberar los gases previamente adsorbidos, que se pueden usar entonces como combustible adicional en los quemadores de gas natural. Para tener una producción ininterrumpida de hidrógeno se tienen varios lechos de PSA en paralelo, de forma que mientras se descarga uno los demás pueden seguir funcionando.

Los catalizadores que se utilizan comúnmente están compuestos de una aleación de níquel para el reformado de vapor-hidrocarburo y de un óxido de hierro para la reacción del shift.

3.3.1.1 El reformador de metano tradicional

Los reformadores de metano son reactores tubulares con un catalizador, normalmente una aleación de níquel, por los que pasa una mezcla de vapor y metano que reaccionan para formar hidrógeno y monóxido de carbono mientras se le aporta el calor necesario a través de las paredes de los tubos. Los reformadores de metano de pequeña escala suelen ser un intercambiador de carcasa y tubos (Figura 3-6) con los reactivos pasando por los tubos y un aporte de calor a través de la carcasa, mientras que los reformadores de gran escala suelen ser hornos alimentados por metano donde se encuentran los tubos con el catalizador por donde pasan los reactivos (Figura 3-7).

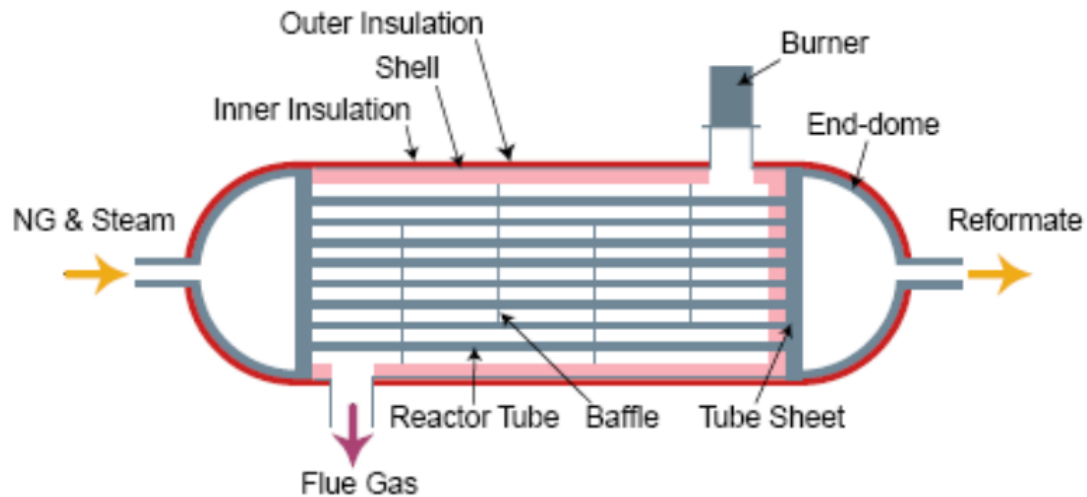


Figura 3-6 Reactor SMR pequeña escala típico⁴

El proceso de reformado se lleva a cabo a temperaturas de 750-800 °C [9]. Del reformador sale una mezcla de gases llamada gas de síntesis, o *syngas*, que está compuesto principalmente por hidrógeno (H₂) y monóxido de carbono (CO). Esta mezcla es la que luego iría al paso de *water gas shift* donde se oxidaría el monóxido de carbono en presencia de vapor de agua para dar dióxido de carbono (CO₂) y más hidrógeno. Como hemos mencionado antes, nosotros en este estudio nos vamos a quedar solo con el gas de síntesis que sale del reformador primario.

⁴ "Cost and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Fueling Appliances, Task 2 Report" Myers, D.B., et al., Directed Technologies, Inc. (Abril 2002)

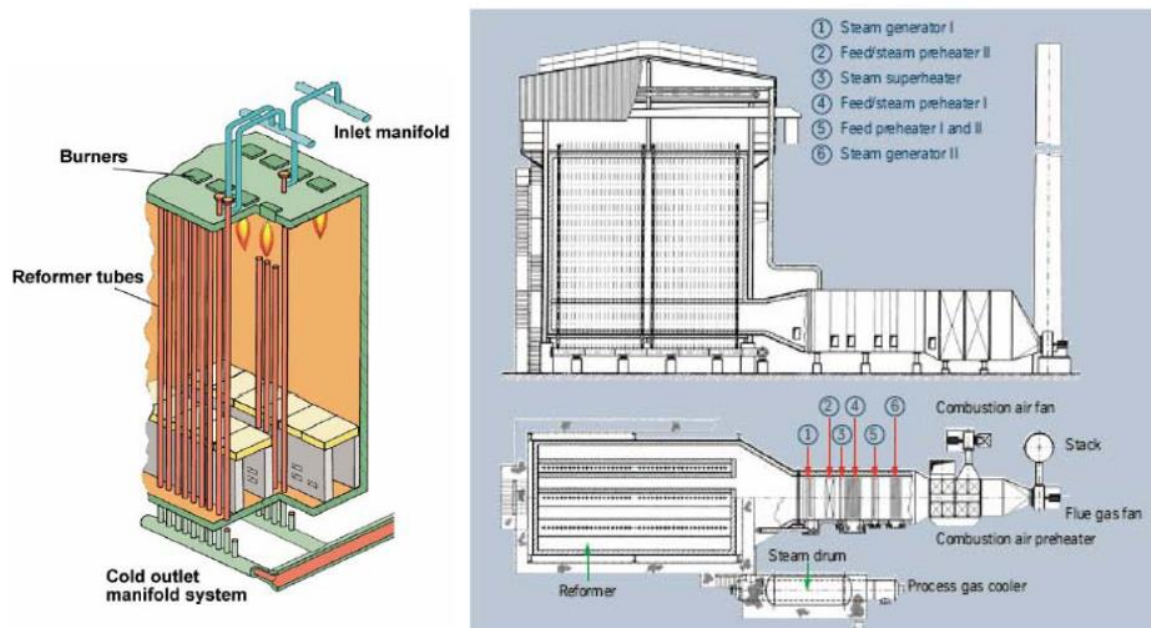


Figura 3-7 Diseño típico de reactor SMR de gran escala con recuperación de calor⁵

3.3.2 Gasificación

La gasificación del carbón es el proceso que se usa para producir un gas a partir del carbón, el llamado gas de síntesis (formado por una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, entre otros), a partir del carbón sólido.

El proceso de gasificación consiste en la inyección del carbón con oxígeno y vapor de agua en una instalación llamada gasificador, con una temperatura de entre 700 y 1500°C. Si el carbón es calentado mediante fuentes de calor externas el proceso se llama ‘gasificación alotérmica’ y si se calienta simplemente mediante la reacción exotérmica de la propia reacción química se denomina ‘gasificación autotérmica’. El proceso que se produce en el gasificador es esencialmente una combustión con defecto de aire (del 10% a 50% estequiométrico). Durante las reacciones de gasificación, el oxígeno y el agua oxidan el carbón y producen una mezcla gaseosa de dióxido de carbono, monóxido de carbono, vapor de agua e hidrógeno molecular. El producto final es gas de síntesis, denominado comúnmente ‘syngas’, que en la mayoría de los casos es refinado aún más para obtener una mayor cantidad de hidrógeno puro tal y como hemos visto en el apartado anterior cuando veíamos el proceso de reformado con vapor, puesto que del reactor primario del reformador de vapor sale también gas de síntesis.

El proceso para la obtención de hidrógeno mediante este gas de síntesis es el reformado mediante

⁵ Hydrogen, UHDE, ThyssenKrupp, <http://www.uhde.biz/cgi-bin/byteserver.pl/pdf/broschuere/Duengemittel/Hydrogen.pdf> (Agosto 2005)

vapor de agua convencional. Precisamente la gasificación de carbón con captura de CO₂ es una de las técnicas que despiertan mayor interés, tanto en la Unión Europea como en Estados Unidos, debido a que el recurso se halla muy repartido y a que cuando se integra esta técnica en ciclo combinado (GICC) se pueden producir de manera simultánea hidrógeno y electricidad, derivando la producción hacia el vector energético que más interese.

La biomasa es una fuente de energía considerada renovable, ya que, aunque en su uso libera dióxido de carbono, mientras se produce el combustible, durante el crecimiento de los árboles, éstos absorben dióxido de carbono mediante la fotosíntesis, manteniendo, por tanto, un ciclo cerrado del carbono.

La biomasa se define como la materia orgánica que está disponible en una base renovable a partir de un proceso natural o como subproducto de un proceso que utiliza fuentes renovables. Los desechos del procesamiento de la madera y de la agricultura, así como los residuos sólidos urbanos y de animales son susceptibles de ser usados como biomasa para la producción de hidrógeno. La mayoría de la biomasa se usa en procesos de combustión en plantas que producen electricidad como generación de producto de uso final. Actualmente, los procesos de gasificación de la biomasa para producción de hidrógeno no son viables para producción a gran escala a un precio competitivo. Sin embargo, con este método, los residuos domésticos y de la agricultura pueden ser recuperados de una manera limpia y por tanto, podría ser interesante para la producción local de pequeñas cantidades de hidrógeno.

En el proceso de conversión de biomasa, el hidrógeno se produce de manera similar que a partir de carbón por gasificación. La gasificación y la pirolisis están consideradas como las tecnologías más prometedoras para la comercialización de la producción de hidrógeno a partir de biomasa a medio plazo.

Sin embargo, las reservas de biomasa son productos no refinados con una calidad inconsistente y con un pobre control de calidad. Los métodos de producción varían según el tipo, localización o variaciones climáticas. Los combustibles inadecuados han contribuido a las dificultades en el desarrollo tecnológico, como tener poca homogeneidad y baja calidad, ya que se necesita un sistema de conversión más sofisticado. Es necesario, por tanto, preparar el combustible para que tenga mayor calidad y consistencia.

La producción de hidrógeno a partir de la biomasa ofrece la ventaja de proporcionar un portador renovable de energía con una importante reducción de las emisiones de CO₂. La biomasa puede ser convertida en hidrógeno a partir de distintos métodos, uno de ellos la gasificación.

La gasificación de la biomasa es un área que se encuentra entre la producción de hidrógeno y la

obtención de biocombustibles. En este proceso la biomasa se calienta a alta temperatura, llevándose a cabo una combustión incompleta entre 700 y 1200°C, parecido a como hemos visto con el carbón, en un reactor donde se rompen las uniones de las moléculas que forman la biomasa.

La biomasa se puede convertir en combustibles gaseosos mediante gasificación termoquímica en un reactor [1]. El gas producido (gas de síntesis) contiene principalmente hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y nitrógeno (N₂). Este metano se transforma en hidrógeno y dióxido de carbono a partir del mismo método de reformado de vapor.

La gasificación de la biomasa presenta una serie de ventajas frente a otros métodos de producción de hidrógeno, como son que las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la gasificación de la biomasa no contribuyen al incremento neto de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la gasificación de la biomasa es actualmente uno de los métodos más avanzados de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Además, una gran variedad de residuos agrícolas y otras fuentes de biomasa pueden ser utilizadas para producir hidrógeno, y este hecho, permite que este método pueda ser empleado cerca del punto de uso, reduciendo así los costes.

3.3.3 Pirólisis de la biomasa

La pirólisis de la biomasa consiste en la combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno, a unos 500°C. Se obtiene carbón vegetal y un gas que es una mezcla de monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno e hidrocarburos ligeros. La pirólisis de la biomasa para la producción de hidrógeno tiene el potencial de ser competitivo económicamente con los actuales procesos comerciales para la producción de hidrógeno.

El concepto de la pirólisis de la biomasa tiene ventajas frente a la tecnología tradicional de gasificación. El bioaceite, producido por la pirólisis de la biomasa, se transporta fácilmente de modo que la segunda etapa de reformado de vapor se puede realizar en una localización diferente a la inicial, cerca de donde se vaya a utilizar o distribuir el hidrógeno. La segunda ventaja es el potencial para la producción y recuperación de un subproducto valioso del bioaceite que puede impactar significativamente en la economía del proceso completo. Por lo tanto, una estrategia para incentivar este tipo de producción de hidrógeno, sería el conseguir un subproducto valioso, como podría ser el carbón activo, o los adhesivos.

4 INTEGRACIÓN DEL PROCESO DE REFORMADO

EN UNA CENTRAL SOLAR DE TORRE

Para englobar la inclusión de la producción de hidrógeno en una central solar térmica de torre para producción a gran escala, se habla de la integración del proceso de reformado en una central solar de torre.

El objetivo de unir la tecnología de la producción de hidrógeno a la energía solar es que se produzca hidrógeno de una manera más sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

Una central de energía solar de torre funciona concentrando la energía solar en un receptor que se encuentra elevado encima de una torre, de ahí el sobrenombre.

Los heliostatos son espejos que sirven para reflejar y concentrar en un punto la radiación solar. Un campo de heliostatos concentra en un punto, en el cual se sitúa un receptor, la radiación solar incidente en el área cubierta por el campo de heliostatos. En el receptor el calor proveniente del sol se transfiere a un fluido caloportador, que en su versión más sencilla puede ser directamente agua, que se evapora y se usa para mover un bloque de potencia formado por una o varias turbinas que generan energía eléctrica.

En nuestro caso, en lugar de un receptor solar tradicional con vapor de agua por dentro lo que vamos a tener encima de la torre es un captador-reactor en cuyo interior se produce la reacción de reformado de metano con vapor, que, como hemos visto en el capítulo anterior, es muy endotérmica, y cuyo aporte calorífico se lo damos con la energía concentrada solar en lugar de hacerlo mediante la combustión de parte del gas natural que también usamos como materia prima.

Un sistema de producción de hidrógeno mediante energía solar de concentración estará compuesto principalmente por los siguientes elementos:

- Campo de heliostatos: el campo de heliostatos concentrará la energía solar en el receptor para ser aprovechada en la reacción de reformado.
- Reactor-captador solar: es el equipo que alberga el catalizador que hace que se produzca la reacción de reformado a la vez que trasmite el calor necesario para la misma, previamente concentrado por el campo de heliostatos.
- Torre: sobre la torre irá colocado el receptor reactor y por ella se llevarán las materias primas hasta el receptor y se llevará el gas de síntesis desde el reactor hasta su lugar de almacenamiento.

Toda gestión de estos sistemas integrados tiene, por supuesto, un punto de vista económico y está enfocada a conseguir el máximo beneficio económico de la planta.

5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

El objeto de estudio de este trabajo es la viabilidad económica de una planta de producción de hidrógeno en la que el aporte de calor para el reformador primario se hace a partir de un campo solar de concentración de torre.

En la Figura 5-1 se puede apreciar un esquema del proceso de reformado simplificado e integrado con el reactor-captador solar. El sistema tiene dos entradas, metano (en rojo) y agua (en azul), que tienen un recorrido independiente hasta la salida del desulfurador, punto a partir del cual el flujo es único (morado) hasta la salida del reactor.

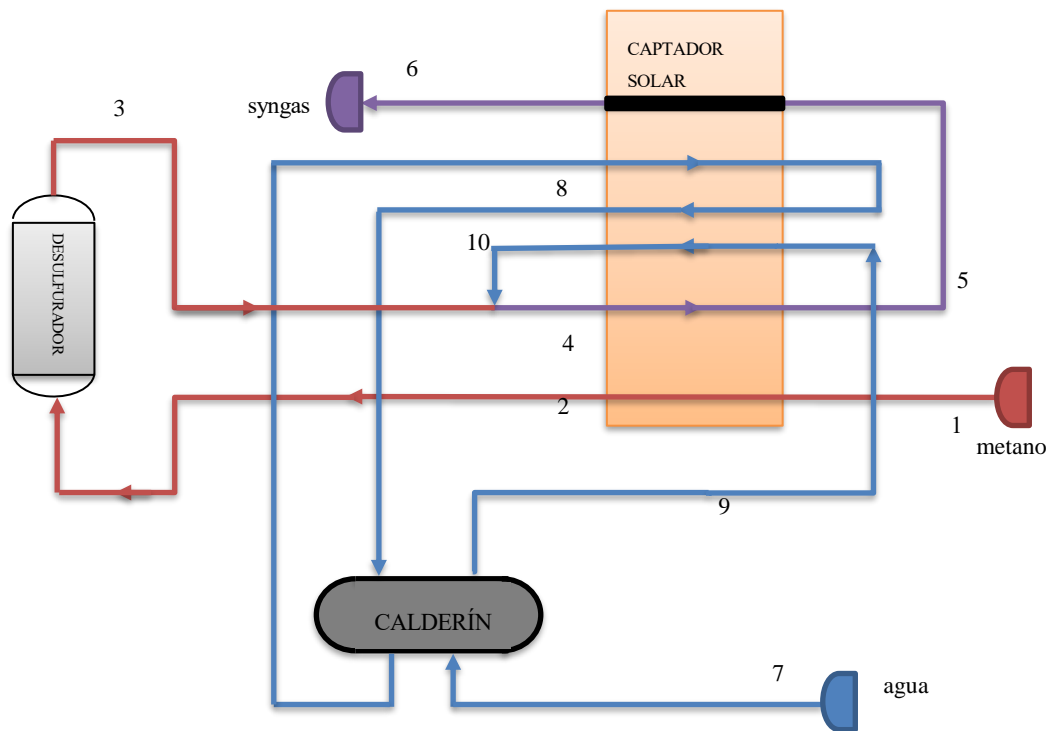
Este esquema está basado en el de una planta de reformado de metano de gran escala [10] en la que

Figura 5-1 Esquema general del proceso

se han sustituido los pasos por la cámara de combustión por pasos por el captador solar.

Tal y como se ha comentado previamente, a la salida del reformador primario (marcado en negro en el esquema) no tenemos hidrógeno puro, sino una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono, vapor de agua y otros reactivos que no han reaccionado, una mezcla que se llama gas de síntesis o *syngas*. Aproximadamente un 68% en volumen del gas de síntesis producido es hidrógeno, un 23% es monóxido de carbono y un 9% metano sin reaccionar. Esta composición se refiere al gas de síntesis una vez se ha separado del vapor de agua a la salida del reformador primario, lo cual se consigue fácilmente enfriando el flujo a la salida hasta condensar el agua, cuya temperatura de fusión es mucho más alta que el resto de los compuestos.

El proceso comienza con el flujo de metano a unos 30 bar (1) entrando por primera vez en el



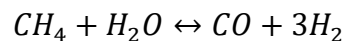
captador solar para calentarse a 537 °C antes de entrar al desulfurador. En el desulfurador se adsorberá el ácido sulfhídrico y otros contaminantes perjudiciales para el catalizador durante las horas de funcionamiento de la planta, mientras que las horas en las que la planta no funcione (de noche) se aprovecharán para descargar el desulfurador y renovarlo, no necesitando así dos desulfuradores en paralelo para garantizar una producción ininterrumpida. El ácido sulfhídrico, los mercaptanos y otras impurezas que pueda traer la alimentación de metano, de entrar en el reactor, contaminarían el catalizador haciendo que se desactivase rápidamente, por eso es necesario este paso por el desulfurador antes de que la alimentación entre al reformador.

La alimentación de agua (7), entra a un calderín donde se evapora a 537 °C mediante un lazo (8) que entra al captador solar. A la salida del calderín, el vapor vuelve a pasar por el captador para sobrecalentarse antes de unirse al flujo de metano (3).

El flujo (4), mezcla de metano y vapor con una proporción típica vapor/carbono S/C=3, pasa de nuevo por el captador para recalentarse antes de entrar (5) al propio reactor (marcado en negro) donde se produce la reacción de reformado, de donde saldrá el flujo de gas de síntesis a unos 879 °C. Esta reacción tiene un grado de conversión aproximado del 71%, aunque actualmente los avances tecnológicos permitan obtener grados de conversión mayores al 75% para plantas de producción a gran escala, se ha decidido tomar este valor conservador debido principalmente a que el tamaño de la planta del caso base se encuentra entre pequeña escala y gran escala.

5.1 Análisis energético del proceso

La reacción de reformado de metano con vapor es una reacción altamente endotérmica, esto es, requiere una alta cantidad de calor para producirse. La reacción de reformado básica produce 3 moles de hidrógeno y uno de monóxido de carbono por cada mol de metano que reacciona, y en el proceso se consume un mol de vapor de agua, tal y como indica la reacción primaria de reformado ajustada estequiométricamente:



Esta reacción, como hemos dicho, es altamente endotérmica y tiene un calor de reacción estandar a 298K conocida:

$$\Delta H^\circ(298K) = 206.2 \frac{MJ}{kmol}$$

Lo cual implica que para que se produzca la reacción ajustada estequiométricamente mostrada previamente es necesario aportar 206.2 MJ de energía por cada mil moles de metano que reaccionan, y, por tanto, por cada mol de hidrógeno que se produce se consumirían 68.73 MJ.

Pero eso sería cierto si la reacción se diese a 25°C, lo cual no es nuestro caso. En nuestro caso la reacción se da a 879°C (1152K). En este caso hay que añadir el coste energético de aumentar la temperatura de los reactivos hasta la temperatura de la reacción y sustraer el de los productos.

Para el agua de alimentación a 30bar la temperatura de saturación es 233.8°C por lo tanto, el calor necesario para llevar el agua hasta la temperatura de reacción de 879°C se compondrá del calor sensible para elevar la temperatura desde 25°C a la temperatura de saturación de 233.8°C, luego el calor latente para evaporar el agua por completo y por último el calor sensible para elevar la temperatura del vapor desde la temperatura de saturación hasta la temperatura a la cual se producirá la reacción:

$$\Delta h(25^\circ C - 233.8^\circ C) = 900 \frac{kJ}{kg}$$

$$\text{Calor latente de evaporación (233.8}^\circ\text{C)} = 1795 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\Delta h(233.8^\circ\text{C} - 879^\circ\text{C}) = 1344 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\text{Calor total necesario} = 4039 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Para los otros elementos, como son gases a 25°C, no es necesario tener en cuenta el calor latente propio del cambio de fase, y por lo tanto se puede hallar el calor necesario para elevar su temperatura hasta la temperatura a la que se lleva a cabo la reacción multiplicando el calor específico de cada sustancia por la variación de temperatura desde 25°C hasta 879°C.

Como el calor específico varía con la temperatura, lo que hacemos es calcular una media entre los calores específicos de las temperaturas inferior y superior entre las cuales vamos a calcular, de esa forma tendremos un calor específico medio para el rango de temperaturas entre las que nos encontramos. En la siguiente tabla podemos ver los diversos valores calculados de los calores específicos de cada uno de los elementos, así como la variación de entalpía del agua, ya calculada previamente.

	$C_p(25^\circ\text{C})$	$C_p(879^\circ\text{C})$	$\bar{C}_p _{25}^{879}$	$\Delta h(25-879)$
	<i>kJ/kgK</i>	<i>kJ/kgK</i>	<i>kJ/kgK</i>	<i>kJ/kg</i>
CH₄	2.191	4.595	3.393	2897.622
H₂O	-	-	-	4038.98
CO	1.04	1.194	1.117	953.918
H₂	14.2	15.06	14.63	12494.02

Tabla 5-1 Calores específicos de los elementos de la reacción de reformado

Una vez tenemos las variaciones de entalpía por unidad de masa de cada elemento de la reacción hasta la temperatura de reacción lo que tenemos que hacer es multiplicar cada una de ellas por el peso molecular de su elemento y por su coeficiente estequiométrico en la reacción, con signo positivo para los reactivos y signo negativo para los productos.

En este caso, después de calcular los calores específicos de cada sustancia y sumarlos, la entalpía de formación aumenta 17.4 MJ/kmol resultando la entalpía de formación total:

$$\Delta H^{\circ}(1152K) = 223.6 \frac{MJ}{kmol}$$

Pero ésta no es la única energía que requiere el proceso, pues también usamos el calor del captador solar para llevar los reactivos, metano y agua, hasta la temperatura de entrada al reactor, 879°C. Al igual que antes, se usan las entalpías y calores específicos del agua y del metano para hallar el coste energético.

Como el peso específico del agua es 18 kg/kmol y al reactor está entrando vapor con una relación S/C=3, esto se traduce en que por cada kmol de reacción entran 3 kmol de agua y, por tanto, en un aumento de las necesidades de calor de:

$$4.039 \frac{MJ}{kg} * 18 \frac{kg}{kmol} * 3 = 218.1 \frac{MJ}{kmol}$$

El metano, al no cambiar de estado tiene un cálculo más sencillo, así, tenemos que el calor específico medio para temperaturas entre 25y 879 °C es de:

$$c_p(CH_4)|_{298K}^{811K} = 3.0745 \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

Por tanto la entalpía necesaria para calentar el metano hasta los 811K será:

$$\Delta h(CH_4)_{298}^{811} = c_p(CH_4)|_{298K}^{811K} \cdot (811K - 298K) = 2897.62 \frac{kJ}{kg}$$

Y como el peso específico del metano es 16 kg/kmol, esto significa un aumento del calor por kmol de reacción de:

$$2.89762 \frac{MJ}{kg} \cdot 16 \frac{kg}{kmol} = 46.36 \frac{MJ}{kmol}$$

Una vez tenemos en cuenta todos los flujos de calor necesarios para llevar a cabo el proceso de reformado, el calor total absorbido durante todo el proceso resulta:

$$Q_{proceso} = 223.6 \frac{MJ}{kmol} + 218.1 \frac{MJ}{kmol} + 46.36 \frac{MJ}{kmol} = 488.1 \frac{MJ}{kmol}$$

Que es el calor que necesitamos absorber en el captador solar para hacer reaccionar 1 kmol de metano y 3 kmol de vapor de agua (en exceso, S/C=3), para dar 1 kmol de monóxido de carbono y 3 kmol de hidrógeno.

A la salida del reformador el flujo tiene una temperatura de 879°C y, puesto que antes de entrar al reformador debemos calentar los reactivos, parece razonable aprovechar todo lo posible este calor.

La composición del flujo de salida del reformador y los calores específicos de cada uno de los componentes se puede ver en la siguiente tabla:

Compuesto	% n/n	C _p ^o (kJ/kmolK)
metano	5.35%	35.3
vapor	42.25%	33.6
CO	13.10%	29.1
hidrógeno	39.30%	28.8

Tabla 5-2 Composición y calores específicos molares del flujo de salida

Por tanto el calor específico molar ponderado del flujo de salida resulta 31.22 kJ(kmol K)⁻¹

Ahora calculamos cuantos moles de producto salen del reformador por cada kilomol de reacción. Cada kilomol de reacción produce 3 kilomoles de hidrógeno y 1 kmol de monóxido de carbono. Como el vapor que introducimos en el reactor es tres veces el necesario según estequiometría, 2 kilomoles de agua salen del reactor sin reaccionar. Además, como el grado de reacción conseguido en el reactor no es el 100% habrá parte del metano y del agua (aparte de la que estaba en exceso) que salga sin reaccionar. Con el grado de reacción del 71% con el que se han hecho todos los cálculos,

por cada kilomol de reacción salen sin reaccionar 0.41 kmol de metano y otros 1.23 kmol de agua, lo cual suma un total de 7.64 kmol de producto por cada kilomol reaccionado. Esto resulta en un calor aprovechable de:

$$Q_{recuperado} = 31.22 \frac{kJ}{kmol K} \cdot (879 \text{ }^{\circ}C - 54 \text{ }^{\circ}C) \cdot 7.64 \frac{kmol}{kmolr} = 197.01818 \frac{MJ}{kmolr}$$

Este calor recuperado por kmol de reacción se lo podemos restar al calor de reacción asociado al proceso, puesto que es un calor que, al ser recuperado, no tendríamos que proporcionarlo con la energía proveniente del campo de heliostatos. Por lo tanto, finalmente para nuestros cálculos de la producción de syngas del proceso completo tendríamos un calor del proceso por kilomol de reacción de:

$$Q_{proceso} = 488.1 \frac{MJ}{kmol} - 197.02 \frac{MJ}{kmol} = 291.08 \frac{MJ}{kmol}$$

Este calor es el que nos dará la producción de gas de síntesis de la planta al dividir el calor disponible en el captador-reactor por éste calor. Eso nos dará los kilomoles que reaccionan y por lo tanto, la cantidad de gas de síntesis que sale del reformador.

6 CAMPO SOLAR

En este capítulo hablaremos sobre la configuración del campo solar que alimentará de calor al reformador primario. Se ha usado el simulador de modelos de plantas de energías renovables System Advisor Model (SAM) [11], Del *National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy of the US*, que simula el funcionamiento de una planta de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. El software SAM optimiza económicamente la planta dada por parámetros de entrada como la disponibilidad del recurso, precio de venta de la electricidad, etc.

Cuando se diseñan plantas solares de concentración de torre es necesario usar simulaciones como las que ofrece SAM, puesto que la cantidad de datos de entrada y la variabilidad de los mismos, así como todas las posibles opciones y configuraciones disponibles a nuestro alcance hace que sea imposible tomar decisiones sobre el diseño de la planta sin hacer pruebas y eso es precisamente lo que permite el software de diseño, construir modelos de prueba sin que haya que montar la planta real, con los costes que ello supondría.

El software funciona para plantas de producción de energía eléctrica, no contempla por sí mismo el utilizar el calor para otros procesos como en nuestro caso el reformado de metano, así que no nos servirán los datos económicos finales que nos provea el programa, sino que tendremos que quedarnos con algunos datos intermedios y combinarlos con los datos del modelo del reformador presentado en el próximo capítulo. A continuación, veremos los parámetros más importantes que se

han ido introduciendo en SAM para la simulación del caso base.

El tamaño de planta solar que hemos elegido como caso base ha sido de 50 MWe, lo cual veremos más adelante que significan unos 144 MW térmicos absorbidos en el receptor. Con esa energía térmica y teniendo en cuenta los resultados del capítulo anterior, en horas a plena potencia se podrán producir unos 72 201.64 kg/h de gas de síntesis (el equivalente a algo más de 10 687.25 kg/h de hidrógeno), pero eso sólo en horas de pleno sol.

6.1 Localización

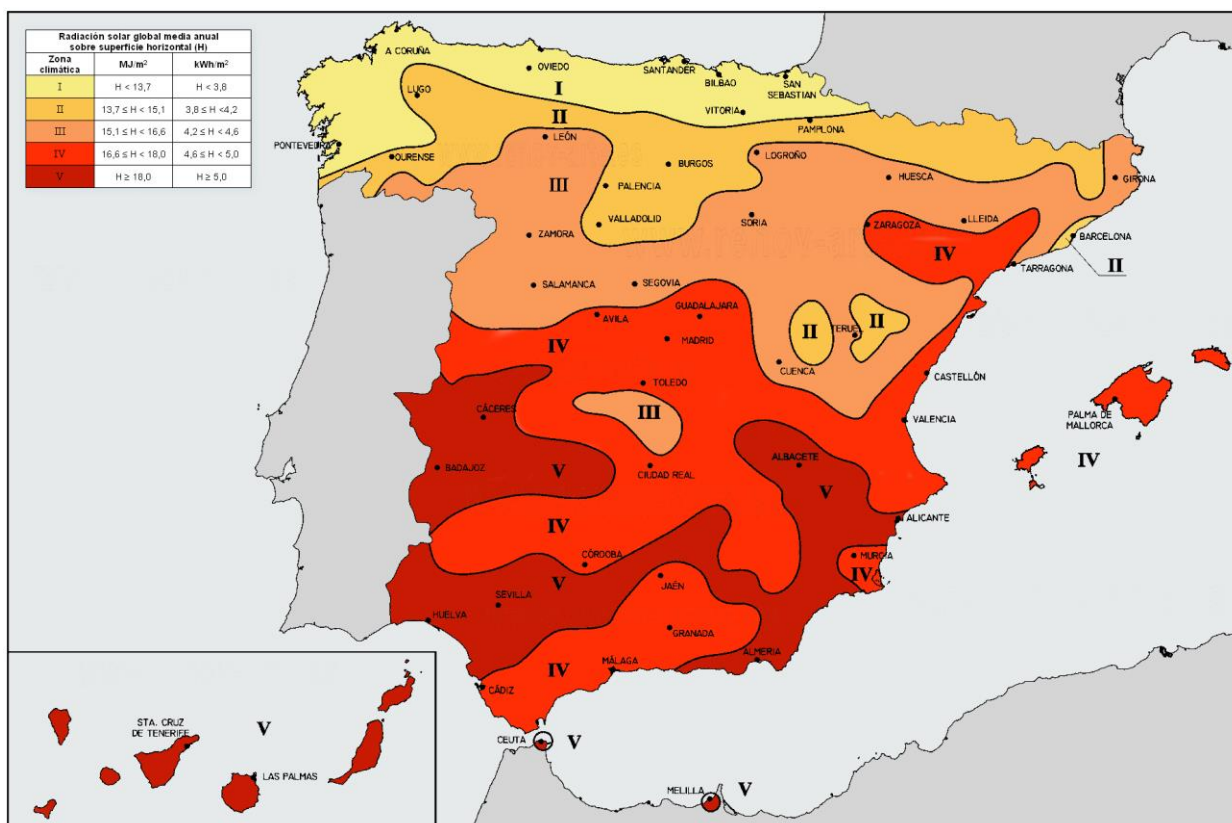


Figura 6-1 Mapa de radiación solar en España. Fuente: Código Técnico de la Edificación

Lo primero que hay que fijar es la localización del campo solar. Se ha elegido Sevilla por tener a nuestra disposición la base de datos del recurso solar de un año típico medida por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables del Departamento de Ingeniería Energética de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla, además es un buen emplazamiento para la explotación del recurso solar por la abundancia de éste, ya que se encuentra en la zona 5 de radiación solar de España, la más alta y favorable para el aprovechamiento del recurso solar (Figura 6-1). Los datos locales de radiación solar se han introducido mediante un archivo .csv con formato TMY, siglas en inglés de *Typical Meteorological Year*.

Los datos geográficos de la estación de medida de la radiación solar son 37.41°N de latitud y una altura de 15 metros sobre el nivel del mar. La estación tiene registradas una temperatura media de 19.2 °C y una velocidad media del viento de 1.7 m/s para el año típico.

La radiación global horizontal media anual detectada es de 4.99 kWh/m²/día siendo la componente directa normal media de 5.67 kWh/m²/día y la difusa horizontal de 1.58 kWh/m²/día. A continuación se puede ver la radiación directa normal disponible como recurso un día típico de enero y otro de julio. Como se puede observar, la época del año determina la cantidad de radiación que tenemos disponible a partir del sol y la cantidad de horas al día de recurso solar disponible según nuestra posición en el globo terráqueo.

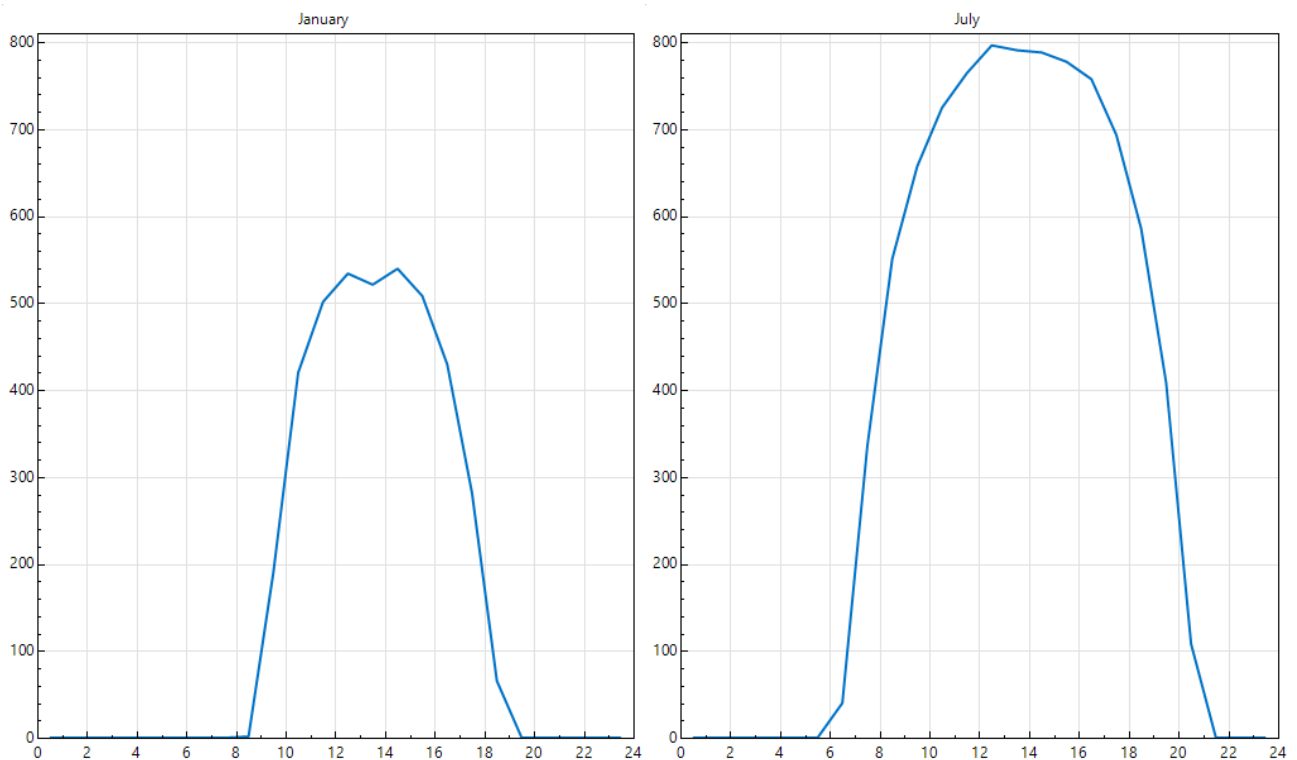


Figura 6-2 Radiación directa normal un día típico de enero y otro de julio (W/m²)

6.2 Campo de heliostatos

En esta sección, el software permite modificar algunos valores por defecto sobre los heliostatos individuales y luego ofrece optimizar la configuración geométrica del campo de heliostatos mediante el algoritmo *SOLAR pilot*.

Este algoritmo que nos ofrece el software se encarga de ofrecer un campo de heliostatos óptimo para

los datos de diseño para los cuales estamos diseñando la planta.

Uno de los parámetros de diseño de una central solar de torre es el punto de diseño, que son las condiciones para las cuales calculamos que la planta produzca la potencia nominal deseada. En nuestro caso se ha elegido una radiación normal directa en el punto de diseño de 950 W/m^2 para los cuales la planta de la simulación de SAM, que recordemos que hace los cálculos para producción de electricidad, daría la potencia de diseño de 50 MW.

El segundo de los parámetros de diseño con el que podemos jugar es el múltiplo solar. El múltiplo solar se define como la relación entre el tamaño del campo de heliostatos real de la planta y el mínimo necesario requerido para hacer producir a la planta la producción de diseño cuando opera en el punto de diseño, esto es, cuánto de sobredimensionado está el campo de heliostatos respecto al mínimo indispensable calculado en las condiciones de diseño. Esta sobredimensión es necesaria porque, si no se usase, la planta sólo produciría la potencia de diseño en los momentos de tiempo que se diesen las condiciones del punto de diseño, es decir, muy pocos a lo largo del año, por eso se sobredimensiona el campo de heliostatos para así aumentar el número de horas a las que la planta puede operar. En el diseño de esta planta hemos tomado un valor para el múltiplo solar de 1.5.

Hay un tercer parámetro de diseño de plantas de energía solar de concentración de torre que se llama factor de capacidad. El factor de capacidad es la relación entre la energía real entregada por la planta a lo largo de un año y la energía que hubiese dado si dicha planta hubiese estado funcionando el 100% del tiempo a la potencia nominal. Este desfase se produce debido a la naturaleza del recurso solar, que hace que la planta no produzca durante más del 50% del tiempo debido a los periodos sin sol como los días nublados y las noches. En el caso de nuestra planta éste parámetro no existe como tal, puesto que no hay una producción de electricidad en un bloque de potencia, pero se podría redefinir como la relación entre la producción de gas de síntesis anual y la producción que habría si el reactor de reformad estuviese trabajando el 100% del tiempo.

El campo óptimo que nos ofrece SAM es el que se muestra en la Figura 6-3. Como se puede observar es un campo de heliostatos tipo circular que ocupa un área total de 604 acres (2.4443 km^2) de los cuales $395\,298 \text{ m}^2$ son de área reflectiva de los 2 738 heliostatos. El algoritmo de optimización también ofrece la altura total óptima de la torre central, donde irá el receptor-reactor dentro del cual se producirá el proceso de reformado de metano. La altura óptima de la torre es de 113.25 m.

Las siguientes dos pestañas que ofrece SAM son para configurar el receptor y el ciclo de potencia, dos partes que no vamos a usar porque son las que sustituiremos por el reformador de metano. El resto de las pestañas sirven para introducir planes de venta de la electricidad, datos económicos y financieros, de ahí solo es notable la mención del precio del acre de terreno, que según datos del

Ministerio de Agricultura para 2015 el terreno agrícola cuesta unos 58 823.53\$ el acre [12].

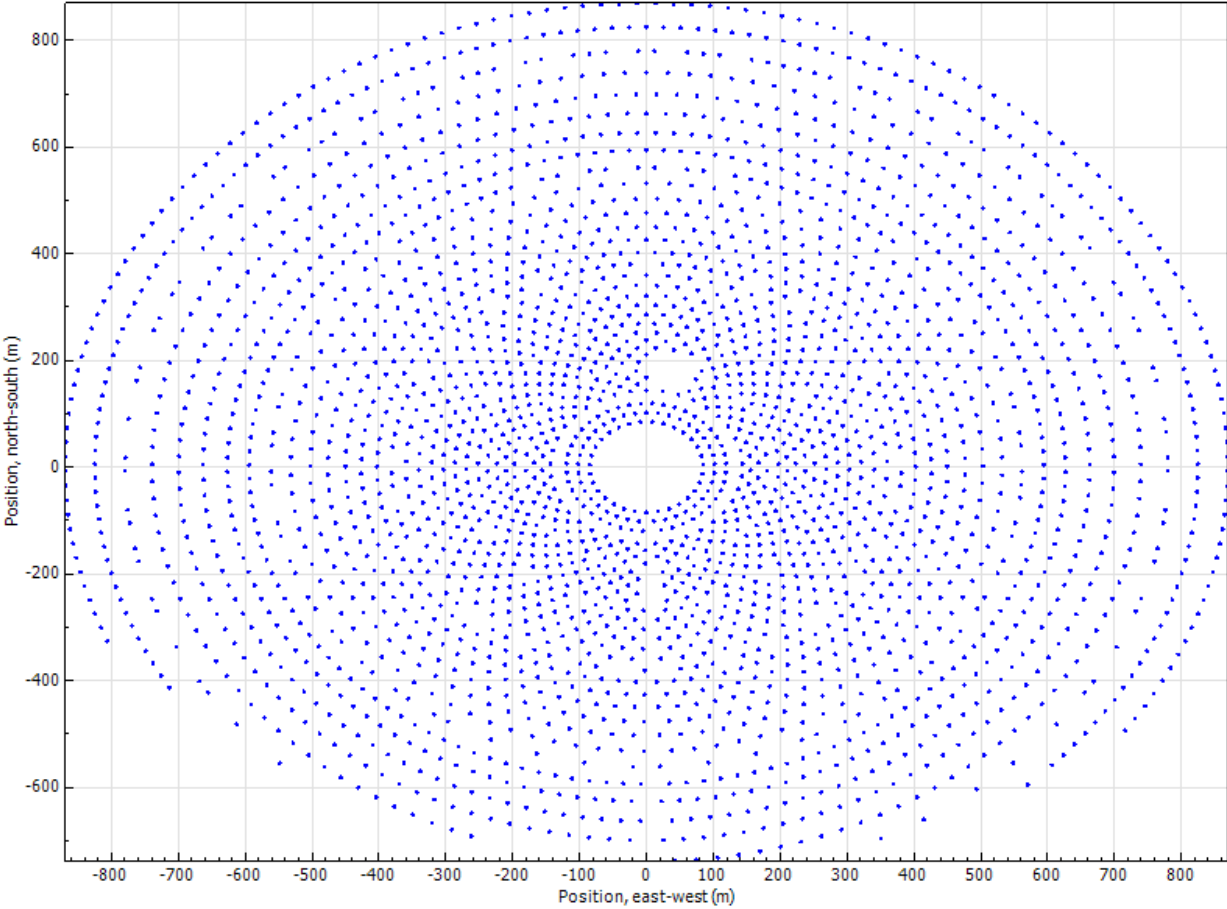


Figura 6-3 Distribución geométrica de heliostatos del campo solar

7 MODELO DEL REACTOR SOLAR

Para el modelo del reformador se ha usado una hoja de cálculo que dada una potencia absorbida por el receptor central del campo solar calcula la producción de *syngas* en kg/h y su composición en base a dos parámetros de entrada, el grado de conversión de metano que se alcanza en el reformador y la relación vapor/carbono (S/C) que se alimenta al reactor. Otra hoja similar da como resultado la producción anual de gas de síntesis dada la energía total anual absorbida por el receptor solar.

La razón de esta duplicidad es que, como hemos visto antes, debido al carácter intermitente de la energía solar, el reactor no estaría funcionando todo el tiempo a plena potencia, por lo tanto, la producción anual de la planta no equivale a 8760 veces la producción horaria de la planta durante las horas de sol. Sin embargo, para tener en cuenta el tamaño del reactor a usar, es necesario conocer la producción horaria a plena potencia, aunque más de la mitad del tiempo la planta no esté funcionando.

Este modelo de reformador tiene en cuenta el calor necesario para producir el vapor de alimentación desde agua a 25°C. No considera que haya recuperación del vapor que no ha reaccionado, lo cual seguramente abarataría la producción dada la cantidad de agua que sale sin reaccionar del reformador. Tampoco se considera una recuperación del metano que no ha reaccionado. En una planta de reformado típica, en la fase de *pressure swing adsorption* se separaría el hidrógeno de todos los demás componentes, los cuales se alimentarían a los quemadores de gas natural en la cámara de combustión del reformador.

Los números parámetros que se han tomado proceden de la literatura:

- El grado de conversión 71% es una estimación conservadora del grado de conversión de un reformador primario de tamaño intermedio según el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [10].
- La proporción de vapor respecto a carbono en la alimentación (S/C) se ha tomado igual a 3 con el mismo criterio de ser conservadores con parámetros del mismo estudio del NREL, que es un número que se usa bastante en el resto de la literatura al respecto.

7.1 Balance de masas

Recordando el esquema general del proceso representado por la Figura 5-1, y teniendo en cuenta las estimaciones de producción del modelo del caso base presentado en los capítulos 5, 6 y 7, el balance de masas del reactor quedaría de la siguiente forma:

	ALIMENT. CH4	CH4 DESULF.	VAPOR DE REACCIÓN	ENTRADA REACTOR	SALIDA REACTOR
NÚMERO FLUJO	1	3	10	5	6
<i>(KMOL/H)</i>					
CH₄	1804.19	1804.19	0	1804.19	523.21
H₂O	0	0	5412.57	5412.57	4131.59
CO	0	0	0	0	1280.97
H₂	0	0	0	0	3842.92
TOTAL (KMOL/H)	1804.19	1804.19	5412.57	7216.76	9778.7
MASA (KG/H)	28867.02	28867.02	97426.2	126293.23	126293.23
FLUJO (NM³/H)	40439.09	40439.09	121317.28	161756.37	219179.88
FLUJO (NM³/AÑO)	77431322	77431322	232293967	309725290	419677768
TEMPERATURA (°C)	25	537	537	537	879
PRESIÓN(BAR)	30	30	30	30	30

Tabla 7-1 Balance de masas del proceso

8 RESULTADOS

A continuación, se expondrán los resultados económicos del estudio, las comparaciones con resultados de otros modelos y las conclusiones que de ello se puedan sacar.

El estudio de la planta de reformado con aporte de calor solar se ha realizado en base a 20 años de operación más uno de construcción. La producción de gas de síntesis anual se ha obtenido a partir del dato de la potencia horaria absorbida por el vapor en el modelo de la planta solar, dato que nos da el software System Advisor Model, y haciendo balance energético con el modelo de reformador expuesto anteriormente teniendo en cuenta el análisis energético del proceso. Para los valores actualizados de los costes de la planta se ha considerado una inflación del 3%, algo por encima del valor actual y de lo que estima que crecerá en los próximos años la Dirección General de Economía y Estadística [13] [14].

Los resultados numéricos del *cashflow* del modelo de la planta se han representado en la Tabla 8-1 Cashflow del modelo de la planta de estudio (1)Tabla 8-1 y la Tabla 8-2 de las páginas siguientes.

Como se puede ver en las tablas, el coste del capital inicial necesario para la planta de reformado de metano con energía solar resulta ser de 166 133 382 \$, mientras que el valor actualizado al primer año del total de los costes asciende a 582 412 378 \$.

El modelo de la planta estima una producción anual de 416 011 625 Nm³ de gas de síntesis, de los cuales 24 199 396 kg son de hidrógeno. Para esa producción es necesaria una alimentación de metano equivalente a un total de 1 182 389.93 Mwh y 306 729.72 m³ de agua, que con un precio del gas natural estimado para europa de 37 \$/MWh y del agua de 1.75 \$/m³, hace que el coste de materia prima del primer año sea 44 285 204.57 \$ el primer año de funcionamiento. Los costes totales de producción el primer año ascienden a 52 504 439 \$

Con esos datos, el coste de producción del gas de síntesis resulta 199.51 \$ por cada 1000 m³ de gas de síntesis, un precio no muy alto, considerando que usualmente el coste del syngas en el mercado europeo ronda los 184.89 \$ por cada 1000 m³ [15].

Si consideramos el coste por cada kg de hidrógeno producido saldría 3,43 \$/kg, muy alto teniendo en cuenta que el coste estimado de producción del hidrógeno en europa es 2,2 \$/kg. Además, el coste que nos ha salido es irreal porque no es hidrógeno puro, es uno de los componentes del gas de síntesis y habría que considerar los costes asociados a la purificación del hidrógeno.

Aetherhub									
Operating Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Production									
Syngas (m3)	0	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625
H2 (kg)		24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396
Partial Income Statement: Project									
Revenues									
Production									
Syngas(Nm3)		248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499
Price (\$/1000m3)		190	196	202	208	214	220	227	234
Production revenues		47 134 535	48 548 571	50 005 028	51 505 179	53 050 334	54 641 844	56 281 100	57 969 533
Salvage Value		0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue		47 134 535	48 548 571	50 005 028	51 505 179	53 050 334	54 641 844	56 281 100	57 969 533
Property tax net assessed value		148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744
Operating Expenses									
Operation and maintenance (O&M)									
Fixed									
Capacity		4 728 816	4 870 680	5 016 801	5 167 305	5 322 324	5 481 994	5 646 454	5 815 847
Capacity (DC kW)		50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0
Fixed Cost		55.00	56.65	58.35	60.10	61.90	63.76	65.67	67.64
O&M capacity-based expense		2 750 220	2 832 727	2 917 708	3 005 240	3 095 397	3 188 259	3 283 907	3 382 424
Variable									
Natural Gas Feedstock		1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390
NG cost (\$/MWh)		37.00	38.11	39.25	40.43	41.64	42.89	44.18	45.51
Water (m3)		306 729.72	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22
Water cost(\$/m3)		1.75	1.80	1.86	1.91	1.97	2.03	2.09	2.15
O&M production-based expense		44 285 205	45 450 048	46 772 350	48 175 520	49 620 786	51 109 410	52 642 692	54 221 973
Insurance		740 199	762 405	785 277	808 835	833 100	858 093	883 836	910 351
Total Expenses		52 504 439	53 875 860	55 492 136	57 156 900	58 871 607	60 637 755	62 456 888	64 330 596
EBITDA		-5 369 904	-5 327 289	-5 487 108	-5 651 721	-5 821 273	-5 995 911	-6 175 788	-6 361 062
Cash Flow: Project									
Cash Flows from Operating Activities									
EBITDA		-5 369 904	-5 327 289	-5 487 108	-5 651 721	-5 821 273	-5 995 911	-6 175 788	-6 361 062
Plus: Interest earned on reserve accounts		0	459 414	471 414	485 556	500 123	515 127	530 580	546 498
Total		0	-4 910 491	-4 855 876	-5 001 552	-5 151 598	-5 306 146	-5 465 331	-5 629 291
Cash Flows from Investing Activities									
Capital Costs									
Total installed cost		-148 039 744							
Reserve Accounts (Increase)/Decrease									
Working capital reserve		-26 252 220	-685 710	-808 138	-832 382	-857 354	-883 074	-909 566	-936 853
Total		-174 291 964	-685 710	-808 138	-832 382	-857 354	-883 074	-909 566	-936 853
Project Returns									
Project Returns: Pre-Tax									
Issuance of equity		-174 291 964	0	0	0	0	0	0	0
Operating cash distributions/(contributions)		0	-5 596 201	-5 664 013	-5 833 934	-6 008 952	-6 189 220	-6 374 897	-6 566 144
Total		-174 291 964	-5 596 201	-5 664 013	-5 833 934	-6 008 952	-6 189 220	-6 374 897	-6 566 144
Project Returns: After-Tax									
Investment Tax Credit									
Total		0	0	0	0	0	0	0	0
Production Tax Credit									
Total		0	0	0	0	0	0	0	0
Tax Benefit/(Liability)									
Total		0	0	0	0	0	0	0	0
Total		-174 291 964	-5 596 201	-5 664 013	-5 833 934	-6 008 952	-6 189 220	-6 374 897	-6 566 144
NPV and IRR									
Cumulative after-tax IRR (%)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Maximum		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Year target IRR reached		0	0	0	0	0	0	0	0
NPV of after-tax returns		-229 219 480							
Levelized COE and PPA Price									
Annual costs (\$)		-174 291 964	-52 730 736	-54 212 584	-55 838 962	-57 514 131	-59 239 555	-61 016 741	-62 847 244
Annual syngas revenues (\$)			47 134 535	48 548 571	50 005 028	51 505 179	53 050 334	54 641 844	56 281 100
Annual generation (m3)			416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625
NPV of annual costs (\$)			776 089 111						
NPV of annual syngas generation (Nm3)			3 890 005 319						
Levelized cost (\$/1000m3)			199.51						
NPV of annual costs (\$)			776 089 111						
NPV of annual H2 generation (kg)			226 281 609						
Levelized cost (\$/kg)			3.43						
NPV of annual syngas revenues (\$)			546 869 631						
NPV of annual generation (Nm3)			3 890 005 319						
Levelized syngas price (\$/1000m3)			140.58						

Tabla 8-1 Cashflow del modelo de la planta de estudio (1)

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625
24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396	24 199 396
248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499	248 076 499
241	248	255	263	271	279	287	296	305	314	323	333
59 708 619	61 499 877	63 344 873	65 245 230	67 202 576	69 218 654	71 295 213	73 434 070	75 637 092	77 906 204	80 243 391	82 650 592
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59 708 619	61 499 877	63 344 873	65 245 230	67 202 576	69 218 654	71 295 213	73 434 070	75 637 092	77 906 204	80 243 391	82 650 592
148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	148 039 744	0
5 990 323	6 170 032	6 355 133	6 545 787	6 742 161	6 944 426	7 152 758	7 367 341	7 588 361	7 816 012	8 050 493	8 292 007
50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0	50 004.0
69.67	71.76	73.92	76.13	78.42	80.77	83.19	85.69	88.26	90.91	93.63	96.44
3 483 896	3 588 413	3 696 066	3 806 948	3 921 156	4 038 791	4 159 955	4 284 753	4 413 296	4 545 695	4 682 065	4 822 527
1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390	1 182 390
46.87	48.28	49.72	51.22	52.75	54.34	55.97	57.64	59.37	61.16	62.99	64.88
193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22	193 713.22
2.22	2.28	2.35	2.42	2.50	2.57	2.65	2.73	2.81	2.89	2.98	3.07
55 848 632	57 534 091	59 249 814	61 027 308	62 858 127	64 743 871	66 685 187	68 686 773	70 747 376	72 869 797	75 055 891	77 307 568
937 662	965 791	994 765	1 024 608	1 055 346	1 087 007	1 119 617	1 153 205	1 187 802	1 223 436	1 260 139	1 297 943
66 260 512	68 248 328	70 295 778	72 404 651	74 576 791	76 814 094	79 118 517	81 492 073	83 936 835	86 454 940	89 048 588	91 720 046
-6 551 894	-6 748 451	-6 950 904	-7 159 431	-7 374 214	-7 595 441	-7 823 304	-8 058 003	-8 299 743	-8 548 735	-8 805 197	-9 069 353
-6 551 894	-6 748 451	-6 950 904	-7 159 431	-7 374 214	-7 595 441	-7 823 304	-8 058 003	-8 299 743	-8 548 735	-8 805 197	-9 069 353
579 779	597 173	615 088	633 541	652 547	672 123	692 287	713 056	734 447	756 481	779 175	802 550
-5 972 114	-6 151 278	-6 335 816	-6 525 891	-6 721 867	-6 923 317	-7 131 017	-7 344 947	-7 565 296	-7 792 255	-8 026 022	-8 266 803
-993 908	-1 023 725	-1 054 437	-1 086 070	-1 118 652	-1 152 211	-1 186 778	-1 222 381	-1 259 053	-1 296 824	-1 335 729	45 860 023
-993 908	-1 023 725	-1 054 437	-1 086 070	-1 118 652	-1 152 211	-1 186 778	-1 222 381	-1 259 053	-1 296 824	-1 335 729	45 860 023
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6 966 022	-7 175 003	-7 390 253	-7 611 960	-7 840 319	-8 075 529	-8 317 795	-8 567 328	-8 824 348	-9 089 079	-9 361 751	37 593 220
-6 966 022	-7 175 003	-7 390 253	-7 611 960	-7 840 319	-8 075 529	-8 317 795	-8 567 328	-8 824 348	-9 089 079	-9 361 751	37 593 220
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6 966 022	-7 175 003	-7 390 253	-7 611 960	-7 840 319	-8 075 529	-8 317 795	-8 567 328	-8 824 348	-9 089 079	-9 361 751	37 593 220
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-66 674 641	-68 674 880	-70 735 126	-72 857 180	-75 042 895	-77 294 182	-79 613 008	-82 001 398	-84 461 440	-86 995 283	-89 605 142	-45 057 472
59 708 619	61 499 877	63 344 873	65 245 230	67 202 576	69 218 654	71 295 213	73 434 070	75 637 092	77 906 204	80 243 391	82 650 592
416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625	416 011 625

Tabla 8-2 Cashflow del modelo de la planta de estudio (2)

Para comparar con plantas de reformado tradicional en condiciones similares a las usadas en el modelo con aporte de calor solar que estamos estudiando se ha usado un modelo desarrollado y distribuido gratuitamente en su sitio web por el equipo de H2A (*Hydrogen Analysis*) del Departamento de la Energía de los Estados Unidos [16].

Dicho modelo permite evaluar los costes de producción de hidrógeno a partir de datos y parámetros introducidos. El modelo está limitado y no ofrece el coste anualizado de la producción de gas de síntesis, solo ofrece los costes por kilo de hidrógeno puro producido, así que hay que tener en cuenta eso al sacar las conclusiones. Los parámetros del modelo se han ajustado para que coincidan con los del modelo de la planta con aporte de energía solar, ambos analizan un ciclo de 20 años, los mismos costes de materia prima y los mismos parámetros económicos.

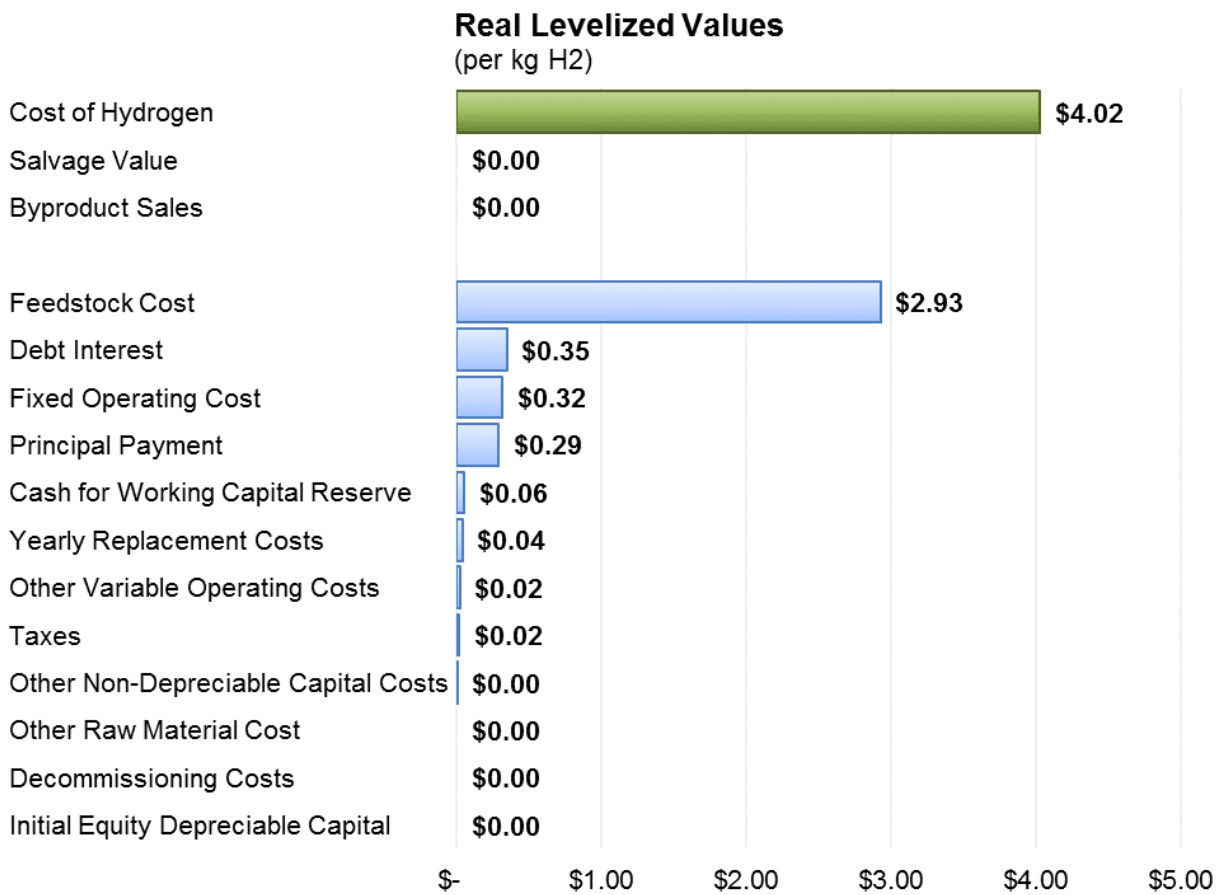


Figura 8-1 Coste anualizado de una planta tradicional de reformado de gas natural con el mismo tamaño y producción anual que el modelo de estudio

Con la comparación entre nuestra planta con aporte de calor solar y las plantas tradicionales hay un problema que ya se adelantaba en el capítulo 2. Mientras que una planta de reformado tradicional puede trabajar a plena potencia casi 24 horas al día, 7 días en semana, si usamos el sol como fuente de calor tenemos que producir sólo en horas de sol. Esto significa que se podría igualar la producción de hidrógeno reformado a partir de energía solar con una planta tradicional más pequeña, o visto de otro modo, que un reformador tradicional de gas natural del mismo tamaño que el que se usa en la planta solar de estudio produciría anualmente mucho más que nuestra planta modelo.

Para hacernos una idea del coste del hidrógeno se han calculado los costes de producir hidrógeno en tres supuestos. Primero se ha calculado para una planta de reformado con el mismo tamaño y producción anual que la alimentada por energía solar (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), lo cual representaría una planta de igual tamaño que la de estudio, pero trabajando parcialmente, con un factor de capacidad del 21.7% solamente.

Como se puede apreciar, en estas condiciones tan desfavorables de factor de capacidad de la planta de reformado tradicional el precio del hidrógeno resulta un 17.20% más caro que en nuestro caso con aporte de calor solar.

A continuación, se estudia el coste de producir hidrógeno en el caso de una planta tradicional de reformado que trabaje con un factor de capacidad del 70% y que produzca anualmente una cantidad de hidrógeno equivalente a la del caso de estudio (Figura 8-2).

En este caso, el reformador es más pequeño para producir lo mismo que el caso de estudio funcionando el 70% del tiempo. El coste del hidrógeno, como se ve, ahora es menor que en el anterior caso de reformador tradicional debido al uso más eficiente de la planta.

En este caso el coste de producir hidrógeno sale un 3.79% por encima del calculado para la planta de estudio.

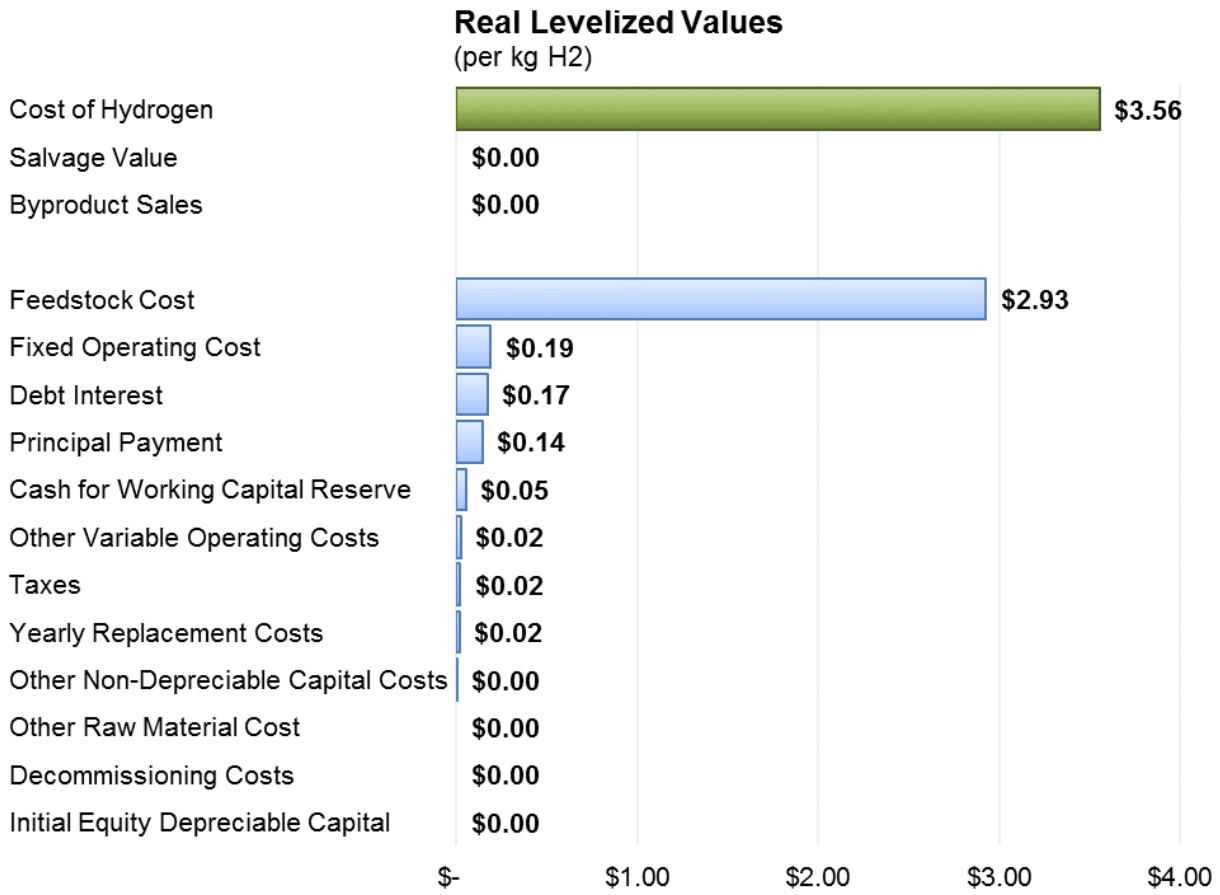


Figura 8-2 Coste anualizado de una planta tradicional de reformado de gas natural con la misma producción anual que el caso de estudio

Por último, también se va a comparar el coste de producir hidrógeno mediante reformado con aporte de calor con energía solar de concentración con el coste de una planta de reformado de metano tradicional del mismo tamaño de reformador que el de nuestra planta, pero trabajando con un factor de capacidad del 70% (Figura 8-3).

En este caso la producción de la planta tradicional en kg/h es igual a la que tiene nuestra planta de estudio cuando está trabajando a plena potencia en hora punta, sin embargo, esta planta tradicional produce el 70% del tiempo, produciendo en un año, por tanto, más de 3 veces la cantidad producida en el caso de estudio.

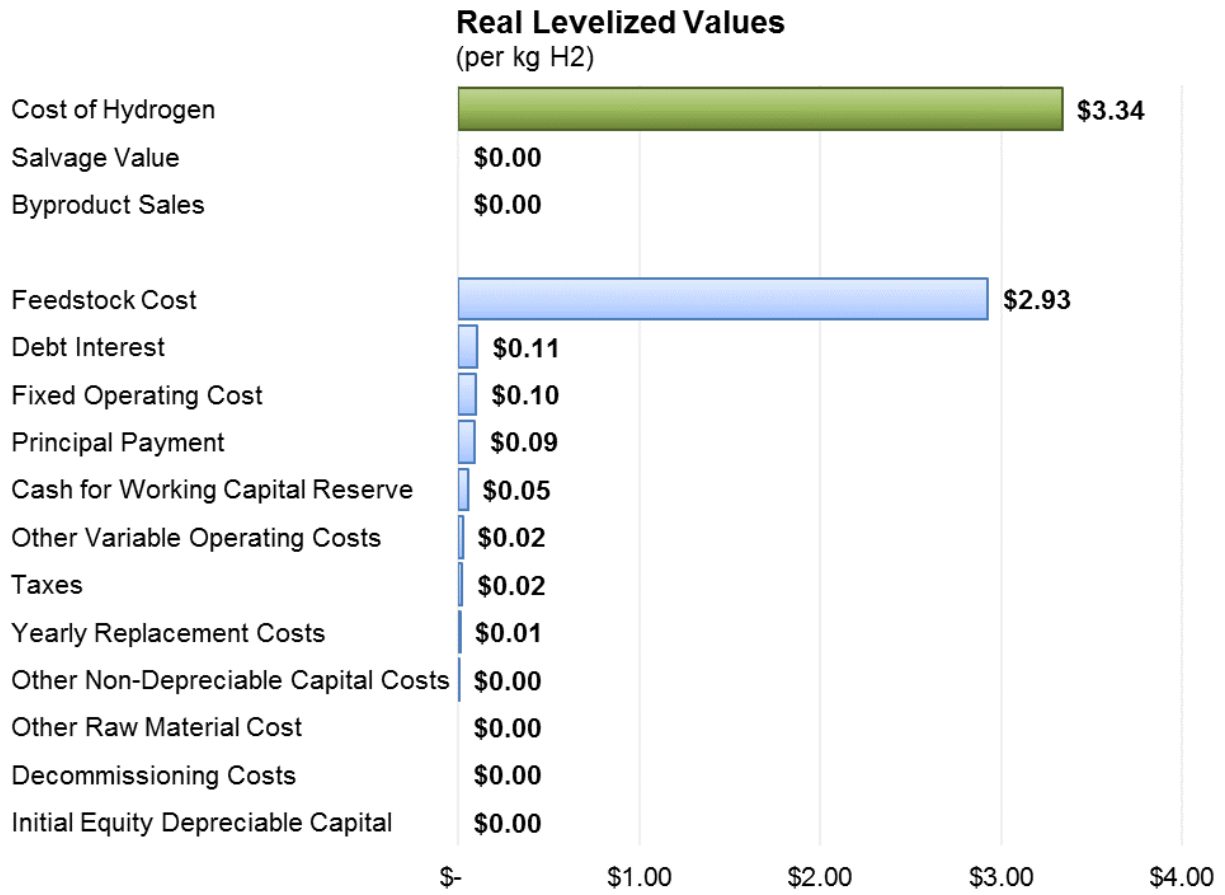


Figura 8-3 Coste anualizado de una planta tradicional de reformado de gas natural del mismo tamaño que el caso de estudio

En este caso, como se puede observar, el coste de producción del hidrógeno es aún más barato que en los dos anteriores, siendo un 2.62% más barato que en el caso de estudio con aporte de calor solar.

Tal y como se puede ver, si no tenemos en cuenta nada más, la producción de hidrógeno en un reformador de metano con aporte de calor solar no es rentable económicamente en comparación con el método tradicional con combustión de gas natural, aunque no se aleja mucho de los costes asociados a los modelos de reformado tradicional. Esto era algo esperable, puesto que sería muy difícil que el ahorro en gas natural usado como combustible en la cámara de combustión del reformador superase el coste inicial y el mantenimiento de un campo solar de 50MW.

8.1 Coste social del carbono

Lo que sí se ahorra usando el calor de un campo solar en vez de un quemador de metano son las

emisiones debidas a la combustión del metano haciendo de éste un método de producción de gas de síntesis más limpio que el reformado de metano tradicional.

Este ahorro se puede cuantificar mediante lo que se conoce como el coste social del carbono (SCC por sus siglas en inglés *Social Cost of Carbon*). Ackerman y Stanton [17] cifran para 2010, con una tasa de descuento fija del 3% y una estimación media del aumento de temperatura debido al calentamiento global en el futuro cercano, en una media de 66 \$ por cada tonelada métrica de dióxido de carbono emitida a la atmósfera.

El coste social del carbono es una estimación de los daños económicos o pérdidas asociadas a un pequeño incremento de las emisiones de dióxido de carbono, generalmente una tonelada métrica, en un año. También representa el valor de los daños evitados con una pequeña reducción de las emisiones, los beneficios de una reducción de CO₂.

El coste social del carbono es una medida del coste marginal de una unidad de emisiones de CO₂, debido a los daños medioambientales causados por esta emisión. Para determinar el valor del coste social del carbono, se usa un modelo de evaluación integrada de referencia. Este sistema de referencia usa un escenario socio-económico en el que se identifica una relación entre los cambios de emisiones y temperatura, y una función para relacionar estos cambios de temperatura con los daños económicos producidos.

Con el objetivo de estimar el coste social del carbono, en primer lugar, los escenarios socio-económicos de referencia (que incluyen datos de producción, población y emisiones) son utilizados para calcular los cambios climáticos (medidas de concentración de gases de efecto invernadero y temperatura) que causan alguna variación, como daños económicos. A continuación, dichos escenarios son ligeramente perturbados mediante la adición o eliminación de una unidad de emisiones de CO₂. El bienestar social, el cual dependerá del consumo y de la elección de los parámetros de descuento, es calculado para cada uno de los escenarios, el de referencia y el ligeramente modificado. El coste social del carbono es la diferencia normalizada entre el bienestar del escenario de referencia y el modificado.

Asumiendo una eficiencia térmica del 76% en la cámara de combustión de gas natural, al año se ahorra verter 82 320.89 toneladas métricas de dióxido de carbono, lo que supondría un ahorro de 0.22\$ por cada kilogramo de hidrógeno producido.

Esto hace que los costes de producir hidrógeno en la planta modelo de estudio, cuando se tiene en cuenta el coste social del carbono, es rentable comparado con los costes de producirlo mediante reformado tradicional con combustión de gas natural.

El coste anualizado de producción de hidrógeno en una planta de reformado tradicional con el mismo tamaño que la planta modelo de estudio, cuando se tiene en cuenta el coste social del carbono, pasa a ser de 3.56\$ por cada kilogramo de hidrógeno producido, ahora un 3.79 % mayor que el coste de producirlo en la planta con aporte de calor solar. El coste de producir el hidrógeno en una planta de reformado tradicional con combustión de gas natural con la misma producción anual que la planta modelo con aporte de calor solar teniendo en cuenta el coste social del carbón sería de 3.78 \$ por cada kilogramo de hidrógeno producido superando así en un 10.20 % el coste de producción de la planta modelo con aporte de calor solar.

9 CONCLUSIONES

Se ha visto en los resultados expuestos en este estudio que la idea de usar un campo solar de concentración de torre con el fin de proporcionar el calor necesario en el proceso de reformado de metano con vapor, aunque no es rentable teniendo en cuenta solamente los costes puramente económicos cuando lo comparamos con los actuales procesos extendidos de reformado mediante la combustión de gas natural, no es descabellada, sobre todo si tenemos en cuenta el coste social del carbono. Por lo tanto, es viable pensar en esta opción para la producción de un hidrógeno más limpio y respetuoso con el medio ambiente, propio de una sociedad cada vez más concienciada con el calentamiento global y la sostenibilidad energética.

Quedarían como tareas para futuros estudios el uso de un receptor de cavidad en lugar del cilíndrico que se ha usado en este estudio, así como estudiar cómo afecta la escala a los resultados, disminuyendo el tamaño del campo solar, por ejemplo, para estudiar una generación de hidrógeno menos centralizada y más distribuida, ya que eso ahorra costes de transporte y almacenado del hidrógeno.

REFERENCIAS

- [1] B. SZ, «Hydrogen: A brief overview on its sources, production and environmental impact,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 1-10, 2018.
- [2] J. Horwitz, Next-generation hydrogen production, Surrey: Pira international, 2009, p. 12.
- [3] D. Stolten, Hydrogen and fuel cells, Jülich: Wiley-vch, 2010.
- [4] J. L. G. Fierro, «<http://www.fgcsic.es/lychnos/>,» Octubre 2011. [En línea]. Available: http://www.fgcsic.es/lychnos/es_ES/publicaciones/lychnos_num_06. [Último acceso: 20 junio 2018].
- [5] E. Troncoso Muñoz, Generación de hidrógeno por electrólisis a partir de energías renovables, Universidad de Sevilla, 2004.
- [6] Ursua, Hydrogen Production with Alkaline Electrolyzers: Electrochemical Modelling, Electric Power Supplies and Integration with Renewable Energies, Universidad de Navarra, 2010.
- [7] I. D. Canan Acar, Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources, *Int. Journal of Hydrogen Energy* 39, 1-12, 2014.
- [8] OECD/IEA, "Technology Roadmap - Hydrogen and fuel cells," Paris, 2015.
- [9] New York State Energy Research and Development Authority, «Hydrogen production - Steam Methane Reforming (SMR),» Albany.
- [10] Nexant inc., «Equipment Design and Cost Estimation for Small Modular Biomass Systems, Synthesis Gas Cleanup, and Oxygen Separation Equipment; Task 1: Cost Estimates of Small Modular Systems,» National Renewable Energy Laboratory, San Francisco, California, Mayo

2006.

- [11] National Renewable Energy Laboratory, *System Advisor Model Version 2017.9.5 (SAM 2017.9.5)*, Golden, CO., October 31, 2016.
- [12] «Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación,» [En línea]. Available: www.mapama.gob.es.
- [13] DIRECCIÓN GENERAL DE ECONOMÍA Y ESTADÍSTICA, «PROYECCIONES MACROECONÓMICAS DE LA ECONOMÍA ESPAÑOLA,» 15 de diciembre de 2017.
- [14] «Inflación España, IPC español actual e histórico,» [En línea]. Available: <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/espana.aspx>. [Último acceso: 2 julio 2018].
- [15] P. P. e. al., «Cost comparison of syngas production from natural gas,» Springer Science+Business Media Dordrecht, 2014.
- [16] US Department of Energy, «DOE Hydrogen & fuel cells program: DOE H2A production Analysis,» [En línea]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_production.html. [Último acceso: 18 junio 2018].
- [17] F. Ackerman y E. A. Stanton, «Climate Risks and Carbon Prices: Revising the Social Cost of Carbon,» *The Open-Access, Open-Assessment E-Journal*, vol. 6, 2012-10.
- [18] J.-I. Y. y. otros, «Development of a stand-alone steam methane reformer for on-site hydrogen production,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 41, pp. 8176-8183, 2016.
- [19] B. Y. M. S. J.I. Linares Hurtado, Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. El hidrógeno y la energía, Madrid: Colección: Avances de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, 2007.
- [20] H. Holgado S., Estudio, diseño y construcción de un generador de hidrógeno por electrólisis, Facultad de Náutica de Barcelona, 2012.

